

# Reducción de pérdidas técnicas de energía en niveles de tensión 1 y 2 a partir de reconfiguración de transformadores usando una estrategia de búsqueda local

Estudiante: Felipe Murillo Arango

Director: Mauricio Granada Echeverri

Tesis presentada como requisito  
parcial para optar al título de  
Magister en Ingeniería Eléctrica

Pereira, agosto de 2020  
UNIVERSIDAD TECNOLÓGICA DE PEREIRA  
Maestría en Ingeniería Eléctrica



# Tabla de contenido

1.	Introducción .....	4
1.1.	Definición y justificación del problema .....	4
1.2.	Objetivos .....	5
1.2.1.	General.....	5
1.2.2.	Específicos .....	5
1.3.	Estado del arte .....	5
1.4.	Marco teórico.....	9
1.4.1.	Pérdidas técnicas.....	9
1.4.1.1.	Pérdidas técnicas en los transformadores de distribución .....	10
1.4.1.2.	Pérdidas en el hierro o sin carga .....	10
1.4.1.3.	Pérdidas en el cobre o con carga .....	11
1.4.1.4.	Pérdidas de potencia en los transformadores de distribución .....	11
1.4.1.5.	Pérdidas de energía en los transformadores de distribución .....	12
1.4.1.6.	Pérdidas técnicas eficientes en los transformadores de distribución .....	13
1.4.2.	Estrategia de búsqueda local .....	15
2.	Descripción del problema .....	16
2.1.	Análisis cualitativo.....	16
2.2.	Análisis cuantitativo .....	17
3.	Modelado matemático para evaluación de las pérdidas de energía .....	24
3.1.	Construcción de curvas de carga.....	24
3.2.	Cálculo de pérdidas en transformadores de distribución .....	24
3.3.	Caracterización del circuito de media tensión .....	25
3.4.	Modelado de pérdidas en el transformador .....	27
3.5.	Cálculo de pérdidas en la red de media tensión .....	28
3.6.	Evaluación de las pérdidas de energía totales .....	30
4.	Estrategias para reducción de pérdidas de energía .....	32
4.1.	Unificación de cargas .....	32
4.2.	Reubicación de transformadores .....	36

4.3.	Reducción de capacidad instalada .....	39
4.4.	Codificación del algoritmo .....	41
4.5.	Diagrama de flujo y secuencia del algoritmo .....	44
5.	Resultados .....	49
5.1.	Condiciones iniciales del circuito de prueba .....	51
5.2.	Evaluación de las estrategias de solución .....	52
5.2.1.	Evaluación estrategia de unificación de cargas.....	52
5.2.2.	Evaluación estrategia de reubicación de transformadores .....	54
5.2.3.	Evaluación estrategia de reducción de capacidad .....	56
5.2.4.	Evaluación estrategias combinadas .....	58
5.2.5.	Comparación de resultados .....	60
6.	Conclusiones y trabajos futuros .....	62
6.1.	Conclusiones.....	62
6.2.	Trabajos futuros .....	63

# **1. Introducción**

## **1.1. Definición y justificación del problema**

Actualmente, dentro del marco de las pérdidas de energía los operadores de red del país realizan inversiones enfocadas principalmente en el control y reducción de pérdidas no técnicas, siguiendo los esquemas de remuneración de activos y AOM definidos por la regulación actual con el objetivo de garantizar los ingresos de la organización manteniendo sus índices de pérdidas dentro de los niveles allí establecidos; sin embargo, en empresas como EDEQ S.A. E.S.P. que tiene la particularidad de ser un sistema de distribución pequeño, con un índice de pérdidas totales relativamente bajo y con unas pérdidas absolutas dispersas por todo el sistema, hace que las actividades de análisis, direccionamiento y detección de anomalías o irregularidades sea complejo y costoso.

Aunque las inversiones son altas y el personal tanto operativo como administrativo continuamente se encuentran ejecutando labores para mantener el índice de pérdidas dentro de un nivel eficiente, estos recursos solo están gestionando una pequeña parte de este índice (pérdidas no técnicas) ya que la principal componente son las pérdidas técnicas. Bajo este panorama, se ve la necesidad de explorar estrategias de análisis e intervención que permitan la reducción de las pérdidas técnicas.

Lo anterior, como primera medida nos conduce a revisar los puntos de carga y sus transformadores de distribución asociados, encontrando muchos casos como: consumos considerablemente pequeños, capacidades instaladas muy altas y subestaciones tipo poste muy cercanas entre sí, lo cual genera bajos factores de utilización e ineficiencias que traen consigo pérdidas de energía en transformación innecesarias. Esto habilita la posibilidad de diseñar nuevas configuraciones que permitan tener factores de utilización más altos, mejor aprovechamiento de la capacidad instalada, transformadores adecuados para las demandas existentes y mejor distribución de cargas, lo que se logra a través de la implementación de reubicación de transformadores, disminución en la capacidad instalada de los mismos, e incluso la eliminación de aquellos que no sean necesarios.

Adicionalmente, se busca que las inversiones requeridas para la implementación de estas estrategias estén alineadas con la relación beneficio/costo para garantizar retorno de las mismas en un periodo de planeación determinado.

## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. General**

Desarrollar un algoritmo que permita modificar la configuración de los circuitos de media tensión, de tal modo que esta siga alimentando toda la demanda de la red bajo estudio con pérdidas inferiores a las iniciales, garantizando el cumplimiento de restricciones operativas (regulación de tensión, cargabilidad de conductores y transformadores), a partir de la combinación de estrategias de reubicación de transformadores, reducción de capacidad instalada y unificación de cargas.

### **1.2.2. Específicos**

- Revisar el estado del arte alrededor del tema para identificar trabajos realizados encaminados a la reducción de pérdidas técnicas en circuitos de distribución de energía en media tensión.
- Calcular las pérdidas técnicas en transformación de los circuitos de media tensión del sistema de distribución local del Operador de Red EDEQ S.A. E.S.P.
- Diseñar un algoritmo que permita determinar las pérdidas en nivel de tensión 1 y nivel de tensión 2 en un circuito de media tensión a partir de flujos de carga.
- Modelar las estrategias de reubicación de transformadores, reducción de capacidad instalada y unificación de cargas de tal manera que se puedan resolver de forma óptima a través de programación lineal entera.
- Diseñar un algoritmo que permita la combinación de estrategias de reubicación de transformadores, reducción de capacidad instalada y unificación de cargas, para que la nueva configuración tenga menos pérdidas técnicas que la inicial.
- Seleccionar y caracterizar 1 circuito de media tensión del sistema de distribución de EDEQ S.A. E.S.P. para evaluar la eficiencia del algoritmo desarrollado.

## **1.3. Estado del arte**

Las pérdidas de energía, especialmente las técnicas, han motivado profundos análisis a los sistemas de distribución de energía eléctrica, principalmente en media y en baja tensión, con el objetivo de encontrar metodologías o desarrollar nuevas tecnologías que permitan determinarlas, controlarlas y reducirlas, ya que una gestión inadecuada de las mismas puede llevar a las empresas prestadoras del servicio de energía a incurrir en costos ineficientes en la planeación, operación y mantenimiento de sus activos eléctricos, lo que

conlleva a tener tarifas poco competitivas dentro del mercado de comercialización del fluido eléctrico. Dada esta problemática presente en los sistemas eléctricos, a nivel internacional, con mayor presencia en Brasil, Colombia y Estados Unidos, se han venido desarrollando estudios que se enfocan en la implementación de técnicas para lograr una reducción efectiva, como reconfiguración de alimentadores primarios, reconductorización, control de la tensión y del factor de potencia, balanceo de fases y la inserción de generación distribuida en la red; adicionalmente, otros estudios se han enfocado en el desarrollo de métodos y modelos que permiten estimar de forma precisa las pérdidas tanto técnicas como no técnicas presentes en los sistemas de distribución, lo cual permite tomar decisiones más acertadas frente a las inversiones y gestiones que requieran realizar las empresas del sector energético en proyectos de reducción de pérdidas.

La mayor parte de estos estudios tiene un fuerte desarrollo a partir de los años 2000, por lo tanto, en [1] se presenta la primera metodología para el cálculo de las pérdidas técnicas, la cual consiste en dividir el sistema de distribución en ocho grandes segmentos como medidores de energía, conexiones de los clientes a la red, red de baja tensión, transformadores de distribución, red de media tensión, subestaciones de distribución, sistemas de subtransmisión y otras pérdidas de energía; a partir de esta segmentación, se utiliza una herramienta computacional de dos módulos, donde el primero de ellos permite calcular las pérdidas en forma jerárquica, para luego pasar al segundo que utiliza los resultados del primer módulo junto con la demanda del sistema para realizar la evaluación del balance energético del mismo. Posterior a esto, en [2] se diseña una nueva metodología para la detección de pérdidas no técnicas en baja tensión, la cual era útil para aquellos transformadores que no disponían de una medida que permitiera realizar balances de energía con los clientes asociados al mismo. Durante el mismo año, en [3] se presenta con los Grupos de Desarrollo en Investigación Operativa y Investigación en Planeamiento Eléctrico, ambos de la Universidad Tecnológica de Pereira, junto con COLCIENCIAS e Interconexión Eléctrica S.A desarrollan una metodología de reducción de pérdidas por etapas en sistemas de distribución, donde se utilizan estrategias de reconfiguración de alimentadores primarios, balanceo de fases, ubicación de condensadores, ubicación de reguladores de tensión y redimensionamiento de conductores, las cuales combinadas con modelos matemáticos y técnicas metaheurísticas de optimización, permitieron desarrollar una herramienta de simulación con resultados satisfactorios.

Continuando con el desarrollo de las metodologías que tienen como base las mediciones de la demanda, en [4] se realiza el cálculo de las pérdidas técnicas a partir de una corrección de las calculadas en el flujo de carga inicial, la cual consiste en comparar la energía medida en el alimentador principal con la demanda calculada, con lo cual se

pretende actualizar las pérdidas técnicas teniendo en cuenta la energía no medida debido a fraudes o robos; adicionalmente, en [5] se tiene como eje central la reconfiguración de la red de media tensión a partir del cambio de estado de interruptores normalmente abiertos y normalmente cerrados, para adaptar la red a las variaciones significativas de carga buscando tener la configuración de pérdidas mínimas, optimización que se realiza a partir de un algoritmo genético evolutivo adaptativo. Seguido a esto, en [6] se introducen nuevos conceptos que permiten orientar los posteriores estudios a los segmentos del sistema eléctrico que tienen mayor afectación, ya que se indican los aportes de cada uno de los elementos de la red a las pérdidas del sistema, donde se identifica que la principal participación está en los circuitos primarios, transformadores de distribución y redes de baja de baja tensión, con porcentajes de 18,58%, 35,17% y 33,32% respectivamente; por lo tanto, a partir de estos datos, enfoca el análisis de las pérdidas contemplando los transformadores de distribución con sus respectivas redes de baja tensión. Se analizan y se observan los efectos causados sobre las pérdidas del sistema aspectos tales como: la capacidad del transformador, su número de fases, longitud de las redes en baja tensión, la distribución de la carga y los niveles de consumo de los usuarios asociados, con base en estas condiciones técnicas, se analizan las pérdidas de energía que se generarían bajo diferentes configuraciones de la red, con el objetivo de seleccionar la óptima económicamente y que tenga niveles de pérdidas eficientes.

A partir de este punto, los estudios se enfocaron a la implementación de estrategias operativas enfocadas a reducir las pérdidas técnicas del sistema de distribución, por lo tanto, en [7] se hace una recopilación de una serie de actividades como el cambio de conductores primarios y secundarios, administración de la cargabilidad de los transformadores, control del factor de potencia, mejora de los perfiles de tensión, reconfiguración óptima de las redes, balance de fases; adicionalmente, se hace la introducción de las primeras tecnologías de generación distribuida como un medio de control de las pérdidas del sistema de distribución. Por otra parte, en [8] se propone el control de los niveles de tensión no solo para reducción de pérdidas técnicas, sino también para la reducción de pérdidas no técnicas; la estrategia consiste en elevar la tensión de distribución de 230V a 350V, con el objetivo de reducir la corriente para garantizar que la relación  $I^2 \cdot R$  disminuya las pérdidas técnicas de las redes en baja tensión; y como método para reducir las pérdidas no técnicas, en cada usuario final se debe reducir nuevamente la tensión de 350V a 230V por medio de un dispositivo regulador, de este modo, si se presenta alguna conexión irregular los aparatos eléctricos se dañarán por la tensión elevada, haciendo que los usuarios fraudulentos se abstengan de manipular las redes eléctricas. Todas estas estrategias operativas forman parte de la base para el planeamiento a mediano y largo plazo de los sistemas de distribución de una empresa, una región, incluso un país, por lo tanto, en [9] se parte de una caracterización

inicial del porcentaje de participación de pérdidas de cada elemento de la red, donde se identifica que las más representativas son las presentes en alimentadores primarios, transformadores de distribución y redes de baja tensión, con unos valores de 38,5%, 24,6% y 15,4% respectivamente, los cuales están muy alineados con los descritos en [6]; posteriormente, la metodología de estudio empleada considera un periodo de 15 años con horizonte en 2028, en la cual plantea la aplicación de las siguientes técnicas operativas, las cuales tienen ciertas variantes respecto a las mencionadas hasta ahora: reducción controlada de tensión frente a la disminución de la demanda, uso de conductores de baja resistencia en alimentadores primarios, reconfiguración óptima de las redes, mejora de la eficiencia de los transformadores de distribución, minimización de los flujos de potencia reactiva, balanceo de fases y aumento de la tensión nominal en los circuitos de distribución. Para la aplicación de cada una de estas técnicas se consideran las restricciones regulatorias, como los límites de la regulación de tensión, así como las restricciones económicas para el caso de la reposición de conductores y transformadores de distribución; con estas técnicas, se proyecta tener una reducción de pérdidas de energía aproximadamente del 3% en el año horizonte, porcentaje que a simple puede parecer insignificante, pero como su base de cálculo es el sistema de distribución de energía de la nación, se trata de una reducción que trae consigo beneficios económicos importantes para las compañías eléctricas.

Debido al incremento del interés por estudiar y dar cada vez mejores soluciones al problema de pérdidas en los sistemas eléctricos, en [10] se desarrolla una nueva metodología que utiliza métodos probabilísticos que permiten estimar tanto las pérdidas técnicas como no técnicas de un alimentador con mayor precisión. La metodología consiste en dividir la red de distribución en subredes con la instalación de equipos de medición de energía, hacer reducción de las subredes y realizar análisis de la sensibilidad de la tensión frente a las variaciones de carga en cada nodo sin la necesidad de calcular nuevos flujos de carga. Como resultado de la metodología implementada, se obtiene la segregación de pérdidas técnicas y no técnicas, además de la ubicación de las mismas sobre el alimentador analizado. A esta metodología la complementa la desarrollada en [11] donde se realiza la simulación dinámica de los sistemas de distribución, y analizar diferentes escenarios para responder la pregunta “¿qué pasaría si?”, donde la reducción de pérdidas técnicas se aborda con la aplicación de algunas alternas operativas vistas anteriormente, y las pérdidas no técnicas se impactan desde la medición inteligente. A pesar de los continuos refinamientos, estos métodos tenían la desventaja de que para converger a resultados satisfactorios era necesario realizar una gran cantidad de cálculo que tomaban bastante tiempo en ejecutarse, por esta razón, en [12] se desarrolla un nuevo modelo que aplica técnicas estadísticas para reducir la cantidad de información requerida, lo cual reduce los cálculos y mejora los tiempos de cómputo; con esta



metodología se obtienen resultados muy similares a los que se llegan utilizando métodos exacto, lo cual se comprobó a satisfacción con un sistema de distribución real compuesto por 13 subestaciones, 50 alimentadores primarios, 6513 alimentadores en baja tensión y 224519 usuarios.

Finalmente, en los diversos estudios para control y reducción de pérdidas técnicas empiezan a tomar protagonismo las pequeñas y medianas plantas diferentes a los grandes centros de generación, por lo tanto, en [13] hace una recopilación general de los efectos que se producen sobre las redes de distribución la inserción de nuevas fuentes de energía (generación distribuida), haciendo que estas se vuelvan redes de distribución activas, motivando amplios desarrollos de metodologías para la gestión de las pérdidas y el factor de potencia, disminución de corrientes y desbalances en la tensión, para garantizar la confiabilidad del sistema. Dentro de los estudios relacionados, se destaca el uso de metodologías de flujo de carga determinístico, flujo de carga probabilístico y flujo de carga óptimo para el análisis de la redes de distribución en baja tensión, además del uso de técnicas heurísticas y metaheurísticas para la optimización. En [14] en el mismo sentido que en [13], se hace énfasis en el beneficio de reducción de pérdidas de energía que trae la inserción de generadores distribuidos de pequeña escala en la redes de distribución, beneficio que depende de la capacidad de la plantas y la ubicación de las mismas. Este nuevo campo de acción trae consigo mejoras y refinamiento, por lo tanto, en [15] se potencializa el uso de la generación distribuida y el almacenamiento de energía en puntos estratégicos de la red para lograr reducción en las pérdidas técnicas, adicionalmente, el modelo desarrollado utiliza una red neuronal artificial para predecir las pérdidas que se tendrán en el sistema de distribución en un periodo de 10 años, de donde se obtienen resultados satisfactorios especialmente para las compañías eléctricas, ya que muestra que horizonte de planeación a mediano plazo la reducción de las pérdidas es significativa.

## **1.4. Marco teórico**

### **1.4.1. Pérdidas técnicas**

Las pérdidas técnicas son una porción de la energía que no puede ser aprovechada y que el mismo sistema requiere para su operación. Estas están presentes en todos los elementos del sistema como transformadores de distribución, redes primarias, redes secundarias, medidores, acometidas, entre otros. Es la energía que se pierden en todas las etapas desde la generación hasta el consumo final. Las pérdidas técnicas no pueden ser eliminadas por completo, pero sí se pueden reducir con el mejoramiento y optimización del sistema teniendo en cuenta alguna de las siguientes metodologías:

- Planear y ubicar de forma óptima los transformadores de distribución
- Repotenciar de conductores
- Mejorar perfiles de tensión
- Reconfigurar sistema en media tensión
- Mejorar el factor de potencia
- Balancear cargabilidad en las fases

Los transformadores de distribución, los alimentadores primeros y las redes de baja tensión son los elementos que tienen mayor contribución en las pérdidas técnicas de los sistemas eléctricos.

#### 1.4.1.1. Pérdidas técnicas en los transformadores de distribución

Los transformadores de distribución al igual que cualquier otro elemento del sistema presenta pérdidas técnicas, sin embargo, en este elemento se dividen en dos partes, pérdidas en el hierro o sin carga y pérdidas en el cobre o con carga.

#### 1.4.1.2. Pérdidas en el hierro o sin carga

Estas pérdidas se presentan cuando el transformador de distribución se encuentra energizado, sin importar que en el lado secundario no se tenga ninguna carga conectada; es por esta razón que se denominan pérdidas en vacío.

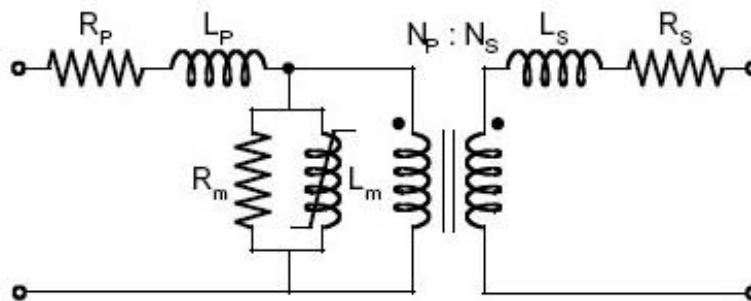


Figura 1. Circuito equivalente transformador de dos arrollamientos.

Estas pérdidas son debido al flujo de corriente eléctrica a través de la rama de magnetización del transformador ( $R_m$ ), donde se puede apreciar a partir de su circuito equivalente mostrado en la Figura 1, que estas son constantes e independientes de la magnitud de la carga que se esté alimentando.

#### 1.4.1.3. Pérdidas en el cobre o con carga

Estas pérdidas se presentan cuando el transformador de distribución se encuentra alimentado una carga en el secundario, y su magnitud es proporcional al cuadrado de la corriente de carga por la resistencia de los devanados, por lo tanto, las pérdidas en el cobre dependen la carga que se esté alimentado, a mayor carga más pérdidas se presentan.

#### 1.4.1.4. Pérdidas de potencia en los transformadores de distribución

De acuerdo con lo mencionado en los puntos anteriores, las pérdidas de potencia en un transformador de distribución se determinan a partir de la ecuación (1):

$$PP_{Totales} = PP_{Hierro} + PP_{Cobre} \quad (1)$$

Donde:

$PP_{Totales}$ : Pérdidas de potencia totales del transformador de distribución.

$PP_{Hierro}$ : Pérdidas de potencia en el hierro o en vacío.

$PP_{Cobre}$ : Pérdidas de potencia totales en el cobre o con carga

Sin embargo, la expresión funciona adecuadamente cuando los transformadores tienen una cargabilidad del 100%, algo que en la práctica no aplica, ya que la carga que se alimenta por lo general es menor que la capacidad nominal de los mismos. Esto hace necesario que la ecuación anterior tenga una variable adicional para poder calcular las pérdidas en el cobre de acuerdo con el porcentaje de carga, esta nueva variable se denomina factor de utilización (FU).

Para determinar el factor de utilización, se parte de la ecuación (2), que determina las pérdidas de potencia en el cobre a plena carga:

$$PP_{Cobre} = RI_{Nominal}^2 \quad (2)$$

Para tener en cuenta la fracción de corriente utilizada, la expresión se afecta por el factor de corriente utilizado, el cual se muestra en la ecuación (3):

$$PP_{Cobre} \left( \frac{I_{Carga}}{I_{Nominal}} \right)^2 = RI_{Nominal}^2 \left( \frac{I_{Carga}}{I_{Nominal}} \right)^2 \quad (3)$$

Simplificando la expresión anterior, se obtiene la ecuación (4):

$$PP_{Cobre} \left( \frac{I_{Carga}}{I_{Nominal}} \right)^2 = RI_{Carga}^2 \quad (4)$$

La relación entre la corriente de carga y la corriente nominal se denomina factor de utilización, el cual se ilustra en la ecuación (5):

$$PP_{Cobre} FU^2 = RI_{Carga}^2 \quad (5)$$

A partir de esta expresión, se obtiene la **ecuación (6)** que permite determinar las pérdidas de potencia en un transformador de distribución:

$$PP_{Totales} = PP_{Hierro} + PP_{Cobre} FU^2 \quad (6)$$

Donde:

$PP_{Totales}$ : Pérdidas de potencia totales del transformador de distribución.

$PP_{Hierro}$ : Pérdidas de potencia en el hierro o en vacío.

$PP_{Cobre}$ : Pérdidas de potencia totales en el cobre o con carga

#### 1.4.1.5. Pérdidas de energía en los transformadores de distribución

A partir de la ecuación (1) multiplicada por el periodo de tiempo que se requiera analizar es posible obtener las pérdidas de energía totales del transformador de distribución, sin embargo, en la práctica las corrientes de carga son diferentes a lo largo de las 24 horas del día, lo que hace que las pérdidas también sean diferentes, por lo tanto, es necesario determinar un **factor de pérdidas (Fpérdidas)** que afecte las pérdidas en el cobre para obtener un valor de energía acertado.

Para obtener el factor de pérdidas, se parte de la ecuación (7):

$$P_{Pérdidas} = \frac{PE_{Reales}}{PE_{Máxima}} \quad (7)$$

A partir de la curva de carga del transformador de distribución se obtiene la expresión mostrada en la ecuación (8):

$$P_{Pérdidas} = \frac{\sum_{i=1}^{24} I_{carga_i}^2}{24 I_{Máxima}^2} \quad (8)$$

Donde se obtiene la **ecuación (9)** que permite determinar las pérdidas de energía de un transformador de distribución de un periodo de tiempo determinado:

$$PE_{Totales} = (PP_{Hierro} + PP_{Cobre} FU^2 F_{Pérdidas})t \quad (9)$$

Donde:

$PE_{Totales}$ : Pérdidas de energía totales del transformador de distribución.

$PP_{Hierro}$ : Pérdidas de potencia en el hierro o en vacío.

$PP_{Cobre}$ : Pérdidas de potencia totales en el cobre o con carga

$FU$ : Factor de utilización del transformador de distribución

$F_{Pérdidas}$ : Factor de pérdidas del transformador de distribución

$t$ : Periodo de tiempo

#### 1.4.1.6. Pérdidas técnicas eficientes en los transformadores de distribución

En el sector eléctrico colombiano a través de las normas técnicas NTC 818 de 1995 y NTC 819 de 1995, se tienen definidos los valores máximos permisibles de pérdidas en el hierro y pérdidas en el cobre para transformadores de distribución monofásicos y trifásicos con una tensión de operación inferior a 15kV, los cuales se deben garantizar en el proceso de fabricación de los mismos, y que son presentados en las tablas 1 y 2.

- [16] Valores máximos permisibles de corriente sin carga ( $I_o$ ), pérdidas sin carga ( $P_o$ ), pérdidas con carga a 85°C ( $P_c$ ) y tensión de cortocircuito a 85°C ( $U_z$ ) para transformadores monofásicos de 5kVA a 167,5kVA serie AT≤15kV, serie BT≤1,2kV

Tabla 1. Máximas pérdidas técnicas permisibles en transformadores de distribución monofásicos.

Potencia nominal [kVA]	Io [%] de In	Po [W]	Pc [W]	Uz [%]
5	2,5	30	90	3,0
10	2,5	50	140	3,0
15	2,4	70	195	3,0
25	2,0	100	290	3,0
37,5	2,0	135	405	3,0
50	1,9	160	510	3,0
75	1,7	210	710	3,0
100	1,6	260	900	3,0
167,5	1,5	375	1365	3,0

- [17] Valores máximos permisibles de corriente sin carga (Io), pérdidas sin carga (Po), pérdidas con carga a 85°C (Pc) y tensión de cortocircuito a 85°C (Uz) para transformadores trifásicos de 15kVA a 3750kVA serie AT≤15kV, serie BT≤1,2kV

Tabla 2. Máximas pérdidas técnicas permisibles en transformadores de distribución trifásicos.

Potencia nominal [kVA]	Io [%] de In	Po [W]	Pc [W]	Uz [%]
15	4,4	80	310	3,0
30	3,6	135	515	3,0
45	3,5	180	710	3,0
75	3,0	265	1090	3,5
112,5	2,6	365	1540	3,5
150	2,4	450	1960	4,0
225	2,1	615	2890	4,0
300	2,0	765	3575	4,5
400	1,9	930	4730	4,5
500	1,7	1090	5780	5,0
630	1,6	1285	7140	5,0
750	1,6	1450	8380	5,0
800	1,6	1520	8900	5,0
1000	1,6	1780	11100	5,0
1250	1,5	2090	13500	6,0

1600	1,5	2520	16700	6,0
2000	1,5	3010	20400	6,0
2500	1,5	3620	25000	6,0
3000	1,5	4230	29700	6,0
3750	1,5	5610	36600	6,0

### **1.4.2. Estrategia de búsqueda local**

La búsqueda local es la base de muchos de los métodos utilizados en optimización matemática, la cual básicamente consiste en un proceso iterativo que parte de una solución inicial, para buscar en su vecindad una mejor solución, si se encuentra, la actual se reemplaza por la nueva solución, continuando el proceso hasta que no sea posible mejorarla.

La vecindad es el conjunto de las posibles soluciones que se pueden considerar para cada punto. La búsqueda y reemplazo de vecinos por cualquier metodología (selección del mejor de todos los vecinos o primer vecino que mejore la solución) permite que la estrategia de búsqueda local encuentre soluciones rápidamente, sin embargo, tiene la desventaja de quedar atrapada en óptimos locales, ya que la solución final depende fuertemente de la solución inicial.

## **2. Descripción del problema**

### **2.1. Análisis cualitativo**

EDEQ es una empresa de servicios de públicos domiciliarios dedicada a la comercialización y distribución de energía eléctrica en el departamento del Quindío, donde se atienden 192.030 usuarios distribuidos en 89% con clase de servicio residencial y 11% con clase de servicio no residencial, con una demanda energética anual de 379GWh.

Esta demanda es atendida por un sistema de distribución local que dispone de 63 circuitos de media tensión distribuidos en 14 subestaciones de energía, para un total 8.062 transformadores de distribución que suman una capacidad instalada de 456.065kVA. Bajo estas características operativas, este sistema de distribución cuenta un índice de pérdidas (técnicas y no técnicas) como operador de red de 8,28%, de las cuales la mayor parte se alojan en el nivel de tensión 1, mostrando una participación considerablemente alta la componente de pérdidas técnicas.

La gestión que el operador de red ha realizado a lo largo de los años ha involucrado inversión en sistemas de macromedición para realizar balances de energía en transformadores de distribución, reposición de redes abiertas por redes trenzadas para disminuir las conexiones ilegales, reposición de medidores y sistemas de medición en mal estado u obsoletos, instalación de sistemas de medición testigo en nivel de tensión 1, 2 y 3 para hacer seguimiento a los consumos de los clientes representativos, entre otras metodologías que han sido de gran utilidad para reducir los niveles de pérdidas no técnicas; sin embargo, en este momento donde se tiene un índice de pérdidas que se podría considerar “eficiente”, la búsqueda cada vez es más compleja y la recuperación de cada kWh es más costosa, ya que estas pérdidas se encuentran con una dispersión muy alta, y los grandes focos son sectores de difícil gestión (asentamientos humanos subnormales y sectores con problemas de orden público) donde las intervenciones tiene poco éxito debido a los altos índices de ilegalidad y reincidencia.

Debido a esto, surge la necesidad de implementar nuevas alternativas que permitan reducir de manera eficiente y sostenible en el tiempo las pérdidas de energía, tanto en el aspecto técnico como en el económico para dar continuidad a la competitividad de la empresa.



## 2.2. Análisis cuantitativo

Al observar la tabla 3, se puede apreciar que la demanda energética mensual de cada circuito de media tensión es baja en relación a la capacidad instalada en transformación de los mismos, lo cual muestra el primer indicio que este sistema de distribución local tiene transformadores sobredimensionados.

Tabla 3. Distribución de transformadores, capacidad instalada y consumo en los circuitos del SDL de EDEQ.

Subestación	Circuito	Cantidad transformadores	Capacidad instalada [kVA]	Consumo total [kWh/mes]
La Tebaida	101-22- - TEBAIDA	183	12.675	1.367.373
	101-23- - CAMPESTRE	263	15.453	914.869
	101-24- - PROMINEX	36	3.470	243.588
	101-25- - LA HERRADURA	209	7.543	285.335
	101-26- - PADILLA	223	6.443	177.929
	<b>Total</b>	<b>914</b>	<b>45.583</b>	<b>2.989.094</b>
La Cabaña	109-20- - CORBONES	83	7.615	889.711
	109-23- - RECREO	71	5.653	716.828
	109-24- - SUBTERRANEO 1	95	12.598	1.369.232
	109-25- - INEM	64	8.008	1.005.657
	109-26- - GALAN	123	12.698	1.086.307
	109-27- - SUBTERRANEO 2	49	6.665	739.673
	109-28- - INDUSTRIAL CABANA	103	8.340	1.013.574
	109-29- - SUBTERRANEO 3	136	18.935	1.575.503
	<b>Total</b>	<b>724</b>	<b>80.510</b>	<b>8.396.485</b>
Sur	110-22- - TRES ESQUINAS	94	11.375	994.788
	110-23- - MIRADOR	79	5.480	738.470
	110-24- - ARENALES	96	9.368	806.558
	110-25- - INDUSTRIAL SUR	59	5.098	569.937
	110-26- - ACACIAS	79	5.920	617.530
	<b>Total</b>	<b>407</b>	<b>37.240</b>	<b>3.727.282</b>
Puerto Espejo	111-22- - CIUDAD DORADA	87	7.825	875.573
	111-23- - QUINDOS	81	7.235	743.717
	111-24- - PUEBLO TAPAO	300	8.515	399.637
	111-25- - INDUSTRIAL CENEXPO	80	8.990	878.977
	<b>Total</b>	<b>548</b>	<b>32.565</b>	<b>2.897.904</b>
Regivit	112-22- - AVENIDA BOLIVAR 1	152	16.385	1.001.904
	112-23- - AVENIDA BOLIVAR 2	186	19.720	1.443.568
	112-24- - LIMITES	137	9.403	711.975
	<b>Total</b>	<b>475</b>	<b>45.508</b>	<b>3.157.447</b>

Armenia	113-23- - YULIMA	144	17.353	843.475
	113-24- - NIAGARA	44	3.213	337.414
	113-26- - MERCEDES DEL NORTE	53	6.630	443.966
	<b>Total</b>	<b>241</b>	<b>27.195</b>	<b>1.624.856</b>
La Patria	114-22- - LA PAVONA	102	9.063	892.578
	114-23- - LA PATRIA	75	6.530	688.247
	114-24- - LA POLA	117	8.603	836.768
	114-25- - EL MESON	105	2.923	132.311
	<b>Total</b>	<b>399</b>	<b>27.118</b>	<b>2.549.905</b>
El Caimo	205-22- - CAIMO	137	6.310	372.730
	205-23- - CALARCA	199	5.583	274.382
	205-24- - QUEBRADA NEGRA	153	3.708	99.445
	205-25- - LA PRIMAVERA	141	4.085	118.481
	<b>Total</b>	<b>630</b>	<b>19.685</b>	<b>865.039</b>
Paraguaicito	206-22- - CORDOBA	206	6.118	353.199
	206-23- - PIJAO	300	6.358	138.366
	206-24- - GENOVA	300	9.638	446.289
	206-25- - BARCELONA	139	5.755	470.846
	<b>Total</b>	<b>945</b>	<b>27.868</b>	<b>1.408.700</b>
Calarcá	208-22- - RURAL LA FLORESTA	70	1.835	102.461
	208-23- - CIRCUITO 1	87	7.700	1.033.296
	208-24- - CIRCUITO 2	172	8.778	819.859
	208-25- - CIRCUITO 3	136	10.170	1.005.159
	208-26- - PLANTAS DE G.	57	2.580	45.445
	208-27- - LA LINEA	26	2.385	373.649
	<b>Total</b>	<b>548</b>	<b>33.448</b>	<b>3.379.869</b>
Montenegro	303-23- - BARAYA EL CUZCO	142	4.073	138.133
	303-24- - MONTENEGRO 1	96	7.335	876.788
	303-25- - HOJAS ANCHAS	110	3.215	220.046
	303-26- - RURAL QUIMBAYA	263	7.433	304.524
	303-27- - LA SIRIA	156	3.770	174.595
	303-28- - MONTENEGRO 2	33	2.085	299.028
	<b>Total</b>	<b>800</b>	<b>27.910</b>	<b>2.013.113</b>
Quimbaya	304-22- - LA CIMA	97	2.163	61.977
	304-23- - PARAISO	130	3.065	138.328
	304-24- - QUIMBAYA 2	104	8.430	1.094.700
	304-25- - QUIMBAYA 1	91	2.803	101.002
	304-26- - LA MESA	95	2.480	71.174
	304-27- - PANACA	94	3.765	297.153
	<b>Total</b>	<b>611</b>	<b>22.705</b>	<b>1.764.334</b>
Los Pinos	307-22- - SALENT0	108	3.385	371.279

	307-23- - CIRCASIA	221	10.778	1.092.451
	307-24- - FILANDIA	278	8.375	600.840
	307-25- - LA NUBIA	89	2.100	80.873
	<b>Total</b>	<b>696</b>	<b>24.638</b>	<b>2.145.443</b>
Parque del Café	316-22 - CANTORES	124	4.095	196.181
	<b>Total</b>	<b>124</b>	<b>4.095</b>	<b>196.181</b>
	<b>Total general</b>	<b>8.062</b>	<b>456.065</b>	<b>37.115.651</b>

Ahora, se hace uso de la ecuación (9) para realizar un análisis un poco más profundo de la contribución que tienen los transformadores de distribución a las pérdidas de energía, información que se presenta en la tabla 4.

Tabla 4. Pérdidas de energía en los transformadores de distribución.

Circuito	Consumo total [kWh/mes]	Pérdidas en el hierro [kWh/mes]	Pérdidas en el cobre [kWh/mes]	Pérdidas totales [kWh/mes]	Pérdidas en el hierro [%]	Pérdidas en el cobre [%]	Energía total [kWh/mes]	Pérdidas en transformación [%]
101-22- - TEBaida	1.367.373	29.900	4.047	33.947	88,08%	11,92%	1.401.320	2,42%
101-23- - CAMPESTRE	914.869	36.319	2.751	39.070	92,96%	7,04%	953.939	4,10%
101-24- - PROMINEX	243.588	7.505	700	8.205	91,47%	8,53%	251.793	3,26%
101-25- - LA HERRADURA	285.335	19.049	965	20.014	95,18%	4,82%	305.350	6,55%
101-26- - PADILLA	177.929	18.252	200	18.452	98,91%	1,09%	196.381	9,40%
<b>Total</b>	<b>2.989.094</b>	<b>111.025</b>	<b>8.664</b>	<b>119.689</b>	<b>92,76%</b>	<b>7,24%</b>	<b>3.108.783</b>	<b>3,85%</b>
109-20- - CORBONES	889.711	17.099	2.536	19.635	87,08%	12,92%	909.346	2,16%
109-23- - RECREO	716.828	13.247	2.343	15.590	84,97%	15,03%	732.417	2,13%
109-24- - SUBTERRANEO 1	1.369.232	26.571	4.056	30.626	86,76%	13,24%	1.399.858	2,19%
109-25- - INEM	1.005.657	15.915	3.700	19.615	81,14%	18,86%	1.025.272	1,91%
109-26- - GALAN	1.086.307	27.958	2.677	30.635	91,26%	8,74%	1.116.943	2,74%
109-27- - SUBTERRANEO 2	739.673	13.725	2.342	16.067	85,42%	14,58%	755.740	2,13%
109-28- - INDUSTRIAL CABANA	1.013.574	19.501	3.185	22.686	85,96%	14,04%	1.036.259	2,19%
109-29- - SUBTERRANEO 3	1.575.503	38.378	4.359	42.737	89,80%	10,20%	1.618.240	2,64%
<b>Total</b>	<b>8.396.485</b>	<b>172.393</b>	<b>25.198</b>	<b>197.591</b>	<b>87,25%</b>	<b>12,75%</b>	<b>8.594.076</b>	<b>2,30%</b>
110-22- - TRES ESQUINAS	994.788	23.966	2.184	26.150	91,65%	8,35%	1.020.937	2,56%
110-23- - MIRADOR	738.470	13.133	2.778	15.911	82,54%	17,46%	754.380	2,11%
110-24- - ARENALES	806.558	20.668	2.110	22.778	90,74%	9,26%	829.336	2,75%
110-25- - INDUSTRIAL SUR	569.937	11.835	2.061	13.897	85,17%	14,83%	583.834	2,38%
110-26- - ACACIAS	617.530	14.495	1.990	16.485	87,93%	12,07%	634.014	2,60%

<b>Total</b>	<b>3.727.282</b>	<b>84.096</b>	<b>11.123</b>	<b>95.220</b>	<b>88,32%</b>	<b>11,68%</b>	<b>3.822.502</b>	<b>2,49%</b>
111-22- - CIUDAD DORADA	875.573	18.416	2.555	20.971	87,82%	12,18%	896.543	2,34%
111-23- - QUINDOS	743.717	16.682	1.770	18.452	90,41%	9,59%	762.170	2,42%
111-24- - PUEBLO TAPAO	399.637	24.736	1.399	26.135	94,65%	5,35%	425.772	6,14%
111-25- - INDUSTRIAL CENEXPO	878.977	18.795	2.284	21.079	89,16%	10,84%	900.057	2,34%
<b>Total</b>	<b>2.897.904</b>	<b>78.629</b>	<b>8.008</b>	<b>86.637</b>	<b>90,76%</b>	<b>9,24%</b>	<b>2.984.541</b>	<b>2,90%</b>
112-22- - AVENIDA BOLIVAR 1	1.001.904	35.680	1.926	37.606	94,88%	5,12%	1.039.510	3,62%
112-23- - AVENIDA BOLIVAR 2	1.443.568	42.320	3.299	45.619	92,77%	7,23%	1.489.187	3,06%
112-24- - LIMITES	711.975	22.396	1.757	24.153	92,73%	7,27%	736.128	3,28%
<b>Total</b>	<b>3.157.447</b>	<b>100.395</b>	<b>6.982</b>	<b>107.378</b>	<b>93,50%</b>	<b>6,50%</b>	<b>3.264.825</b>	<b>3,29%</b>
113-23- - YULIMA	843.475	36.011	1.262	37.273	96,61%	3,39%	880.749	4,23%
113-24- - NIAGARA	337.414	7.751	852	8.604	90,09%	9,91%	346.018	2,49%
113-26- - MERCEDES DEL NORTE	443.966	13.936	879	14.815	94,07%	5,93%	458.781	3,23%
<b>Total</b>	<b>1.624.856</b>	<b>57.698</b>	<b>2.994</b>	<b>60.692</b>	<b>95,07%</b>	<b>4,93%</b>	<b>1.685.547</b>	<b>3,60%</b>
114-22- - LA PAVONA	892.578	21.175	2.396	23.571	89,83%	10,17%	916.150	2,57%
114-23- - LA PATRIA	688.247	15.591	1.957	17.548	88,85%	11,15%	705.796	2,49%
114-24- - LA POLA	836.768	20.383	2.036	22.419	90,92%	9,08%	859.188	2,61%
114-25- - EL MESON	132.311	8.629	383	9.012	95,75%	4,25%	141.323	6,38%
<b>Total</b>	<b>2.549.905</b>	<b>65.779</b>	<b>6.772</b>	<b>72.551</b>	<b>90,67%</b>	<b>9,33%</b>	<b>2.622.456</b>	<b>2,77%</b>
205-22- - CAIMO	372.730	16.361	873	17.234	94,93%	5,07%	389.965	4,42%
205-23- - CALARCA	274.382	16.202	629	16.831	96,26%	3,74%	291.213	5,78%
205-24- - QUEBRADA NEGRA	99.445	11.305	110	11.415	99,04%	0,96%	110.860	10,30%
205-25- - LA PRIMAVERA	118.481	12.098	197	12.295	98,40%	1,60%	130.776	9,40%
<b>Total</b>	<b>865.039</b>	<b>55.966</b>	<b>1.808</b>	<b>57.775</b>	<b>96,87%</b>	<b>3,13%</b>	<b>922.814</b>	<b>6,26%</b>
206-22- - CORDOBA	353.199	17.451	902	18.353	95,09%	4,91%	371.552	4,94%
206-23- - PIJAO	138.366	19.995	132	20.127	99,34%	0,66%	158.494	12,70%
206-24- - GENOVA	446.289	26.347	802	27.148	97,05%	2,95%	473.437	5,73%
206-25- - BARCELONA	470.846	15.288	1.401	16.689	91,61%	8,39%	487.535	3,42%
<b>Total</b>	<b>1.408.700</b>	<b>79.081</b>	<b>3.237</b>	<b>82.318</b>	<b>96,07%</b>	<b>3,93%</b>	<b>1.491.017</b>	<b>5,52%</b>
208-22- - RURAL LA FLORESTA	102.461	5.591	242	5.833	95,84%	4,16%	108.294	5,39%
208-23- - CIRCUITO 1	1.033.296	17.916	3.796	21.712	82,52%	17,48%	1.055.008	2,06%
208-24- - CIRCUITO 2	819.859	21.892	2.665	24.557	89,15%	10,85%	844.416	2,91%
208-25- - CIRCUITO 3	1.005.159	23.969	2.708	26.677	89,85%	10,15%	1.031.836	2,59%
208-26- - PLANTAS DE G.	45.445	5.251	73	5.324	98,64%	1,36%	50.769	10,49%
208-27- - LA LINEA	373.649	3.380	1.047	4.428	76,34%	23,66%	378.077	1,17%
<b>Total</b>	<b>3.379.869</b>	<b>77.998</b>	<b>10.532</b>	<b>88.531</b>	<b>88,10%</b>	<b>11,90%</b>	<b>3.468.400</b>	<b>2,55%</b>

303-23- - BARAYA EL CUZCO	138.133	11.951	209	12.160	98,28%	1,72%	150.293	8,09%
303-24- - MONTENEGRO 1	876.788	17.388	2.703	20.092	86,55%	13,45%	896.879	2,24%
303-25- - HOJAS ANCHAS	220.046	9.130	672	9.802	93,15%	6,85%	229.848	4,26%
303-26- - RURAL QUIMBAYA	304.524	22.090	784	22.874	96,57%	3,43%	327.398	6,99%
303-27- - LA SIRIA	174.595	11.251	345	11.596	97,03%	2,97%	186.190	6,23%
303-28- - MONTENEGRO 2	299.028	5.216	1.203	6.419	81,27%	18,73%	305.447	2,10%
<b>Total</b>	<b>2.013.113</b>	<b>77.027</b>	<b>5.915</b>	<b>82.943</b>	<b>92,87%</b>	<b>7,13%</b>	<b>2.096.056</b>	<b>3,96%</b>
304-22- - LA CIMA	61.977	6.682	71	6.753	98,96%	1,04%	68.730	9,83%
304-23- - PARAISO	138.328	9.367	297	9.664	96,93%	3,07%	147.991	6,53%
304-24- - QUIMBAYA 2	1.094.700	20.105	4.066	24.171	83,18%	16,82%	1.118.871	2,16%
304-25- - QUIMBAYA 1	101.002	8.280	175	8.455	97,93%	2,07%	109.457	7,72%
304-26- - LA MESA	71.174	7.585	101	7.686	98,69%	1,31%	78.859	9,75%
304-27- - PANACA	297.153	10.060	816	10.876	92,50%	7,50%	308.030	3,53%
<b>Total</b>	<b>1.764.334</b>	<b>62.078</b>	<b>5.526</b>	<b>67.604</b>	<b>91,83%</b>	<b>8,17%</b>	<b>1.831.938</b>	<b>3,69%</b>
307-22- - SALENT0	371.279	9.389	1.631	11.020	85,20%	14,80%	382.299	2,88%
307-23- - CIRCASIA	1.092.451	27.073	3.634	30.707	88,17%	11,83%	1.123.158	2,73%
307-24- - FILANDIA	600.840	23.065	1.851	24.916	92,57%	7,43%	625.756	3,98%
307-25- - LA NUBIA	80.873	6.034	125	6.159	97,97%	2,03%	87.032	7,08%
<b>Total</b>	<b>2.145.443</b>	<b>65.561</b>	<b>7.241</b>	<b>72.802</b>	<b>90,05%</b>	<b>9,95%</b>	<b>2.218.245</b>	<b>3,28%</b>
316-22 - CANTORES	196.181	11.025	334	11.359	97,06%	2,94%	207.540	5,47%
<b>Total</b>	<b>196.181</b>	<b>11.025</b>	<b>334</b>	<b>11.359</b>	<b>97,06%</b>	<b>2,94%</b>	<b>207.540</b>	<b>5,47%</b>
<b>Total general</b>	<b>37.115.651</b>	<b>1.098.753</b>	<b>104.335</b>	<b>1.203.088</b>	<b>91,33%</b>	<b>8,67%</b>	<b>38.318.739</b>	<b>3,14%</b>

Al observar los resultados obtenidos del análisis de pérdidas en los transformadores de distribución del SDL de EDEQ, se pensaría que no es posible obtener una red más óptima, ya que el porcentaje de energía que se pierde en el proceso de transformación de nivel de tensión 2 a nivel de tensión 1 es muy bajo (3,14% en todo el sistema eléctrico) para la demanda que se debe abastecer, sin embargo, en la Figura 2 se aprecia que la mayoría de transformadores tienen un factor de utilización considerablemente bajo.

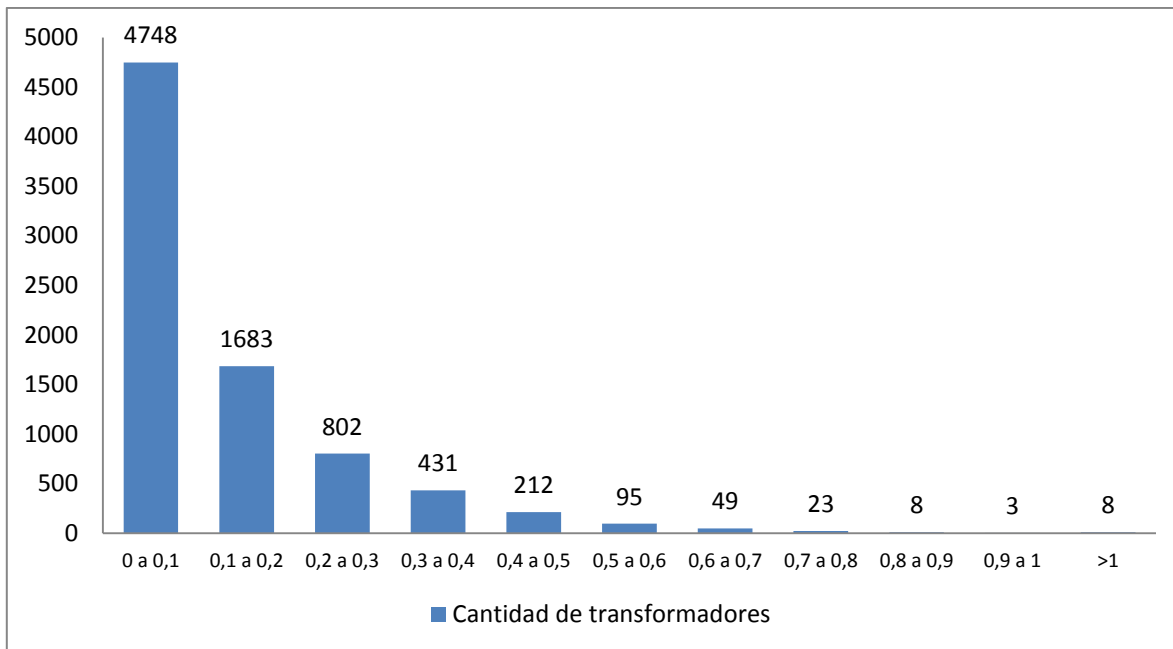


Figura 2. Distribución del factor de utilización de los transformadores de distribución.

A partir de los anteriores resultados se demuestra que la capacidad instalada en transformación es demasiado alta e ineficiente, generando de este modo pérdidas de energía innecesarias, principalmente en el hierro de los transformadores.

Por lo tanto, es posible hacer más eficiente la red de distribución mejorando los factores de utilización de los transformadores a partir de la aplicación de estrategias de reubicación, disminución de capacidad y unificación de cargas, con las cuales se puede reducir significativamente las pérdidas de energía, garantizando beneficios económicos para la empresa en relación a la inversión requerida para el proyecto versus la reducción de costos por energía dejada de comprar en el mercado mayorista.

Sin embargo, al afrontar la solución de esta problemática se encuentra que el primer inconveniente es el tamaño de los alimentadores primarios, ya que estos cuentan con una gran cantidad de transformadores distribuidos a lo largo de toda la red de media tensión del mismo, combinando incluso geografías urbanas y rurales, características que hacen surgir cuestionamientos de qué hacer con los transformadores, como:

- ¿Cuáles se deben eliminar?
- ¿Cuáles se deben reubicar?
- ¿Cuáles se deben cambiar por otros de menor capacidad?
- ¿Cuáles intervenciones generan la mayor reducción de pérdidas de energía?
- ¿Cuáles intervenciones generan el menor costo de inversión?

Las anteriores preguntas se generan debido a la gran cantidad de posibilidades que existen para la aplicación en cada una de las estrategias, generando que encontrar un solución de buena calidad frente a lo técnico y lo económico sea bastante difícil, lo cual hace que análisis se convierta en 3 problemas combinatoriales de compleja solución, por lo tanto, para obtener un resultado óptimo que garanticen el cumplimiento de las restricciones operativas, la máxima reducción de pérdidas de energía con la menor inversión requerida, es necesario implementar modelos de optimización combinatoria que puedan ser resueltos a través de programación lineal entera.

### **3. Modelado matemático para evaluación de las pérdidas de energía**

Para lograr una adecuada reducción de pérdidas de energía se diseña un algoritmo que permite modificar la configuración del circuito de distribución a través de la aplicación y combinación de estrategias de reubicación de transformadores, unificación de cargas y reducción de capacidad instalada, además, permite calcular la reducción de pérdidas de la configuración propuesta y la evalúa económicamente para determinar si se aplica o no. Para cada nueva configuración es necesario garantizar el cumplimiento de las siguientes restricciones operativas:

- Atención total de la demanda energética de los clientes.
- Tensión en los puntos de carga superior al 90% de la tensión nominal.
- Cargabilidad de los transformadores de distribución inferior al 90% de capacidad nominal.
- Cargabilidad de los conductores en baja tensión inferior a su capacidad nominal.

Para el funcionamiento del algoritmo es necesario considerar supuestos, modelos matemáticos, modelos eléctricos y codificación, los cuales se presentan a continuación:

#### **3.1. Construcción de curvas de carga**

Para determinar las pérdidas de energía totales en los transformadores de distribución, es necesario disponer de una curva de carga con la demanda horaria para poder calcular el factor de utilización y el factor de pérdidas de cada uno de ellos, sin embargo, de cada transformador solo se tiene el dato puntual de consumo mensual demandado por sus usuarios, por lo tanto, para tener una aproximación a la curva de carga de los transformadores de distribución, se toman los datos de 90 días de demanda activa horaria registrada por los relés de protección de cada uno de los circuitos de media tensión y se toma el valor promedio de cada hora para obtener la curva de carga típica del circuito, posteriormente, estas curvas de carga se normalizan para ser aplicadas proporcionalmente a la demanda energética mensual en cada transformador de distribución.

#### **3.2. Cálculo de pérdidas en transformadores de distribución**

Después de haber obtenido las curvas de carga normalizadas de cada circuito de media tensión y haber sido aplicadas a los transformadores de distribución, se determina su respectivo factor de utilización y factor de pérdidas, para posteriormente, aplicar a cada



transformador las pérdidas de potencia eficientes presentadas en las tablas 1 y 2. A partir de este punto es posible aplicar las ecuaciones (6) y (9) para obtener las pérdidas de energía totales (en el hierro y en el cobre) de cada transformador de distribución en un periodo de análisis de 1 día. Lo anterior se puede expresar matemáticamente a partir de la ecuación (10):

$$PE_{Trafo_i} = \sum_{n=1}^{24} \left[ PP_{Hierro_i} + PP_{Cobre_i} \left( \frac{Curva_{i,n} Consumo_i}{30 S_{nominal_i}} \right)^2 \right] \quad (10)$$

Donde:

$PE_{Trafo_i}$ : Pérdidas de energía totales del transformador de distribución conectado en el nodo i [W].

$PP_{Hierro_i}$ : Pérdidas de potencia en el hierro o en vacío del transformador del nodo i [W].

$PP_{Cobre_i}$ : Pérdidas de potencia totales en el cobre o con carga del transformador del nodo i [W].

$Curva_{i,n}$ : Valor de la curva de carga normalizada en la hora n del transformador del nodo i [p.u.].

$Consumo_i$ : Consumo del transformador del nodo i [kWh/mes].

$S_{nominal_i}$ : Potencia nominal del transformador del nodo i [kVA].

### 3.3. Caracterización del circuito de media tensión

Dado que se trata de circuitos de distribución radiales, para determinar las pérdidas de energía en nivel de tensión 2 es necesario realizar un flujo de carga por el método de barrido iterativo, para lo cual se debe traducir la topología de la red en forma de matriz para que el algoritmo pueda determinar las pérdidas, adicionalmente, para que esta misma sea la base para las posteriores modificaciones encaminadas a la disminución de las pérdidas de energía.

De este modo, la información técnica de cada uno de los tramos de red partiendo desde la subestación (nodo 1: Slack) se representa de acuerdo a lo que se muestra en el arreglo presentado en la tabla 5:

Tabla 5. Matriz de caracterización del circuito de media tensión.

Nodo inicial	Nodo final	Resistencia	Fases	Capacidad	Consumo	Estrategia	Nodo	Longitud
1	2	0,522324	0	0	0	0	0	1319
2	3	0,374344	0	0	0	0	0	641
3	4	0,080008	1	25	1975	0	0	137
4	5	0,095192	0	0	0	0	0	163
5	6	0,0476544	1	37,5	378	0	0	81,6
6	7	0,14330192	1	5	554	0	0	245,38
7	8	0,08562024	3	30	1881	0	0	146,61
8	9	0,05347104	0	0	0	0	0	91,56
9	10	0,15299632	0	0	0	0	0	261,98
10	11	0,11139216	0	0	0	0	0	190,74
11	12	0,0717	3	15	151	0	0	100
12	13	0,000717	1	15	513	0	0	1
13	14	0,091776	0	0	0	0	0	128
14	15	0,0508353	1	15	2120	0	0	70,9
15	16	0,0445974	3	30	786	0	0	62,2
16	17	0,12646446	3	30	231	0	0	176,38
17	18	0,0585789	3	75	1309	0	0	81,7
18	19	0,2384025	1	25	419	0	0	332,5
19	20	0,0747114	0	0	0	0	0	104,2

Donde:

Nodo inicial: Nodo donde inicia el tramo de red.

Nodo final: Nodo donde finaliza el tramo de red.

Resistencia: Resistencia monofásica equivalente del tramo de red [ $\Omega$ ].

Fases: Tipo de transformador conectado en el nodo (1: monofásico, 3: trifásico, 0: no hay transformador, nodo de ramificación).

Capacidad: Capacidad nominal del transformador instalado en el nodo [kVA].

Consumo: Consumo de los usuarios del transformador instalado en el nodo [kWh/mes].

Longitud: Longitud del tramo de red [m].

Las columnas “Estrategia” y “Nodo” corresponden a variables de salida del algoritmo, por lo tanto, no se abordarán en este punto.

### 3.4. Modelado de pérdidas en el transformador

Los flujos de carga tradicionales en sistemas de distribución solo consideran la potencia instalada en cada uno de los transformadores para determinar las variables operativas del circuito como tensiones, corrientes y cargabilidad de conductores; pero para este caso donde se quiere realizar un análisis de pérdidas, es necesario considerar la participación de la impedancia de los transformadores en los flujos de potencia sobre la red de media tensión de la siguiente forma:

El modelo tradicional, muestra una línea de distribución llegando a un nodo de media tensión (MT) que tiene conectado un transformador y que desde el nodo de baja tensión (BT) alimenta una carga variable en el tiempo ( $PL(t)$ ); ahora, el modelo debe tener una modificación, por lo tanto, el nodo de baja tensión desaparece y  $PL(t)$  se traslada al nodo de media tensión, adicionalmente, el transformador de distribución se convierte en una carga conectada al nodo de media tensión, la cual tiene un término constante ( $P_{fe}$ ) con el cual se representan las pérdidas en el hierro, y otro término variable ( $P_{cu}(PL(t))$ ) dependiente de la carga, el cual representa las pérdidas en el cobre; en conclusión, la demanda del transformador y el propio transformador se modelan como 2 cargas en paralelo, una dependiente del tiempo que representa la demanda de los usuarios ( $PL(t)$ ), y otra con una parte constante más otra pendiente de la carga de los usuarios ( $P_{fe} + P_{cu}(PL(t))$ ) que representa el transformador, lo cual se ilustra en la Figura 3.

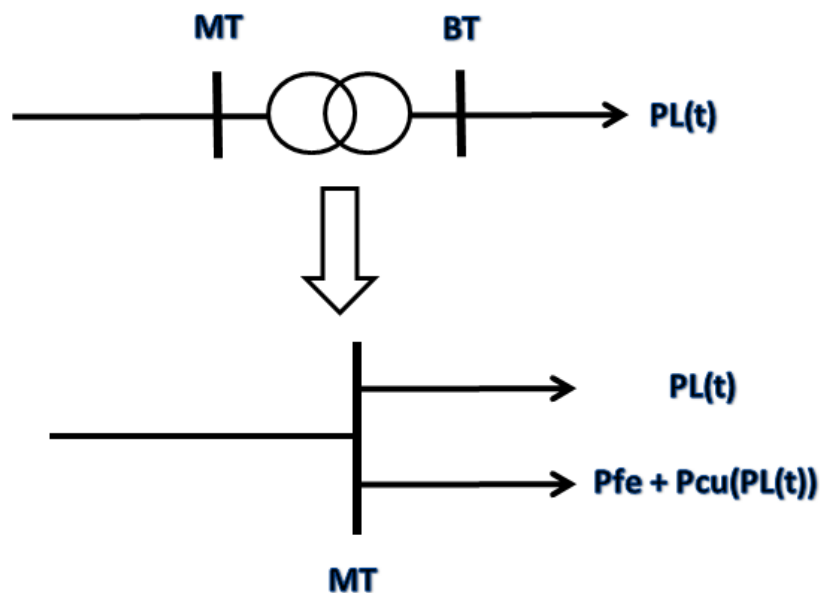


Figura 3. Modelado de pérdidas del transformador de distribución.

Por lo tanto, a partir de esta transformación se puede modelar cada transformador con su propia demanda de nivel de tensión 1, para ser acoplado a la red y poder obtener un flujo de potencia en nivel de tensión 2.

### 3.5. Cálculo de pérdidas en la red de media tensión

Después de haber obtenido el modelo para representar cada punto de carga con su propio consumo más su transformador de distribución, se procede a modificar las ecuaciones del flujo de carga. Dado que el principal objetivo es determinar las pérdidas de energía del circuito en media tensión, para evitar estimaciones erróneas especialmente en aquellos periodos de baja demanda, es necesario calcular las variables operativas en función de la curva de carga normalizada propia del circuito, la cual depende del tiempo y por ende, de la demanda de cada hora del día, de este modo, se debe ejecutar el barrido iterativo para cada una de las 24 horas. Como resultado se obtendrán vectores de tensiones y corrientes para cada nodo del sistema con los cuales se determinarán las corrientes de cada rama, para que junto con la matriz de las impedancias de las líneas, se condense en un solo dato al realizar la suma del vector de pérdidas.

Antes de aplicar la modificación de las ecuaciones del flujo de carga, es necesario considerar el siguiente supuesto:

**Supuesto:** Aunque cada circuito de media tensión está constituido por transformadores de distribución monofásicos y trifásicos, se considerará que la carga está balanceada en las 3 fases, por lo tanto, la demanda y las pérdidas de cada transformador se dividen en 3 para obtener un equivalente monofásico del circuito y poder simplificar el cálculo de los flujos de carga horarios.

De acuerdo con las definiciones anteriores, las ecuaciones (11), (12) y (13) son las expresiones modificadas del flujo de carga por el método del barrido iterativo:

Corrientes nodales:

$$I_{Nodo_i,n} = \frac{\frac{1000Curva_{i,n}Consumo_i}{90} + \frac{PP_{Hierro_i}}{3} + \frac{PP_{Cobre_i}}{3} \left( \frac{Curva_{i,n}Consumo_i}{30S_{nominal_i}} \right)^2}{V_{Nodo_i,n}} \quad (11)$$

$$\forall i \in \{1,2,3, \dots, N\}$$

$$\forall n \in \{1,2,3, \dots, 24\}$$

Donde:

$I_{Nodo\_i,n}$ : Corriente en el nodo i durante la hora n [A].

$PP_{Hierro\_i}$ : Pérdidas de potencia en el hierro o en vacío del transformador del nodo i [W].

$PP_{Cobre\_i}$ : Pérdidas de potencia totales en el cobre o con carga del transformador del nodo i [W].

$Curva_{i,n}$ : Valor de la curva de carga en la hora n del transformador del nodo i [p.u].

$Consumo_i$ : Consumo del transformador del nodo i [kWh/mes].

$S_{nominal\_i}$ : Potencia nominal del transformador del nodo i [kVA].

$V_{Nodo\_i,n}$ : Tensión fase-neutro en el nodo i durante la hora n [V].

$N$ : Número de nodos del circuito de media tensión.

Corrientes de rama:

$$I_{Rama\_n} = -A_r^{-1} I_{Nodo\_n} \quad \forall n \in \{1,2,3, \dots, 24\} \quad (12)$$

Donde:

$I_{Nodo\_n}$ : Corrientes nodales durante la hora n [A].

$I_{Rama\_n}$ : Corrientes de rama durante la hora n [A].

$A_r$ : Matriz de incidencia nodo-rama reducida.

Tensiones nodales:

$$V_{Nodo\_n} = (A_r^t)^{-1} (Z I_{Rama\_n} - V_0 A_{(1,:)}^t) \quad \forall n \in \{1,2,3, \dots, 24\} \quad (13)$$

Donde:

$V_{Nodo\_n}$ : Tensiones nodales durante la hora n [V].

$V_0$ : Tensión nominal fase-neutro del circuito de media tensión [V].

$A_{(1,:)}$ : Primer fila de la matriz de incidencia nodo-rama.

$Z$ : Matriz de impedancias monofásicas de línea [ $\Omega$ ].

Finalmente, luego de haber obtenido las variables operativas a lo largo de la curva de carga, se pueden calcular las pérdidas de energía del equivalente monofásico del circuito de media tensión para un periodo de análisis de 1 día a partir de la ecuación (14):

$$PE_{Red\_MT} = \sum_{i=1}^{N-1} \sum_{n=1}^{24} (ZI_{Rama\_n}^2) \quad (14)$$

Donde:

$PE_{Red\_MT}$ : Pérdidas de energía de la red de media tensión [W].

### 3.6. Evaluación de las pérdidas de energía totales

Hasta este punto se obtuvieron de forma separada las pérdidas de energía en los transformadores de distribución y en la red media de tensión para un periodo de análisis de 1 día. Teniendo en cuenta que la energía en las empresas distribuidoras se mide en [kWh/mes], la evaluación total de las pérdidas de energía en el circuito de media tensión para un periodo de 1 mes se muestra en la ecuación (15):

$$PE_{Totales\_Circuito} = \frac{90PE_{Red\_MT} + 30 \sum_{i=1}^N PE_{Trafos\_i}}{1000} \quad (15)$$

Ahora que ya se cuantificaron las pérdidas de energía del circuito de media tensión durante un mes, es necesario valorarlas económicamente dentro de un periodo de planeación para determinar la viabilidad de las inversiones a ejecutar en el proyecto de reducción. Es necesario tener en cuenta que como se trata de reducción de pérdidas

técnicas, el beneficio se traduce en menores compras de energía en el mercado mayorista, por lo que las componentes a tener en cuenta dentro valor unitario de cada kilowatio-hora ( $CU$ ) serán el costo de la generación y el costo de la transmisión. Esta valoración económica se muestra en la ecuación (16)

$$Costo_{Pérdidas} = PE_{Totales\_Circuito} CU T \quad (16)$$

Donde:

$Costo_{Pérdidas}$ : Costo total de las pérdidas durante el periodo de planeación  $T$  [\$].

$CU$ : Costo unitario de cada kilowatio-hora [\$/kWh].

$T$ : Número total de meses del periodo de planeación [mes].

## **4. Estrategias para reducción de pérdidas de energía**

Para la reducción de pérdidas técnicas eficientemente en los circuitos de distribución se aplicarán 3 estrategias que impactan directamente los transformadores, como la unificación de cargas en baja tensión, la reubicación de transformadores y la reducción de capacidad instalada de los mismos. Estas estrategias finalmente buscan la reducción de la capacidad instalada en transformación de todo el circuito para hacerla más eficiente, teniendo en cuenta que la aplicación de las mismas debe estar en un marco económico también eficiente, por lo que deben garantizar una relación beneficio-costos superior a 1 dentro del periodo de planeación, y principalmente, es obligación mantener el sistema eléctrico técnicamente seguro, por lo que se debe garantizar atender totalmente la demanda y el mantenimiento de las variables operativas dentro de los límites estables (evitar bajas tensiones y no sobrecargar transformadores ni tramos de red).

Por otra parte, durante la descripción de cada estrategia se podrá apreciar que los 3 modelos de optimización se caracterizan por tener canónicamente la misma función objetivo y restricción financiera.

### **4.1. Unificación de cargas**

La unificación de cargas consiste en la selección de 2 transformadores de la misma clase (monofásicos o trifásicos) que se encuentren relativamente cercanos entre ellos y que sus factores de utilización sean bajos ( $FU < 0,6$ ), como se ilustra en la Figura 4 con los transformadores denominados trafo 1 y trafo 2 en la condición inicial. El objetivo es eliminar uno de ellos, preferiblemente el que tenga más altas pérdidas técnicas. La carga del transformador eliminado debe ser asumida por el otro transformador a través de un conductor entre las terminales de baja tensión, como se muestra en la Figura 4, en la condición final.



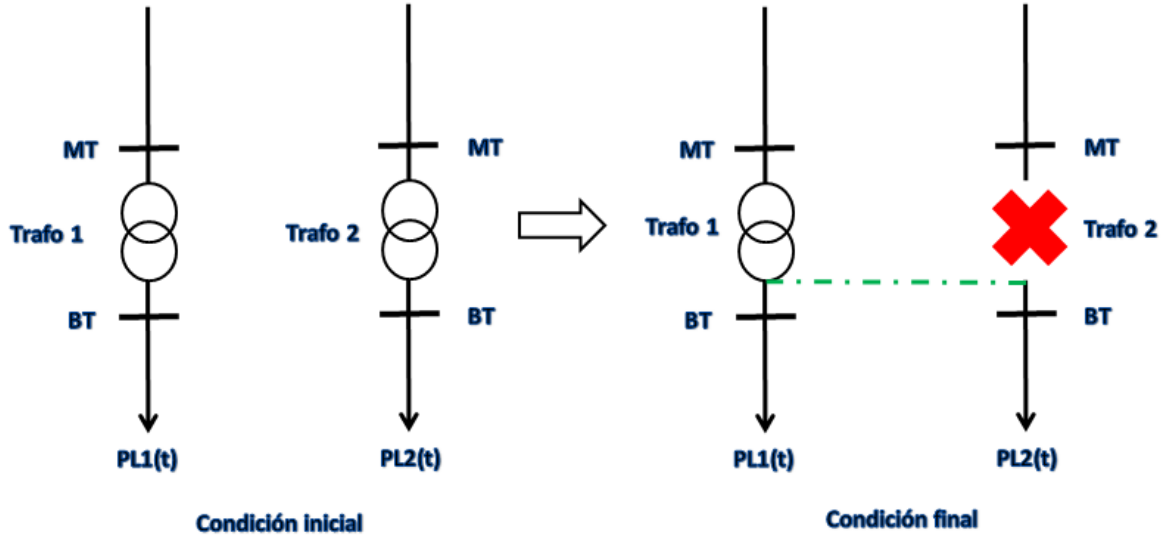


Figura 4. Modelado de unificación de cargas.

Esta estrategia reduce la capacidad instalada del circuito a través de la eliminación de transformadores, por lo tanto, para la aplicación de la misma se debe garantizar el cumplimiento de las siguientes condiciones operativas:

- Que el transformador del nodo receptor de carga no se sobrecargue, por lo tanto, se debe validar que su factor de utilización sea inferior a 0,9.
- Que la tensión en el barraje de baja tensión del nodo cedente de carga tenga buena una adecuada regulación de tensión, por lo tanto, se debe validar que la tensión en la hora de mayor carga sea mayor al 95% de la tensión nominal en baja tensión.
- Que el tramo de red que une ambos nodos de baja tensión no supere su capacidad nominal de corriente, adicionalmente, que garantice una regulación de tensión en el nodo cedente de carga.

Adicionalmente, al agregar un tramo de línea en baja tensión, este tendrá unas pérdidas técnicas variables en el tiempo debido a la corriente que fluye, por lo tanto, estas se sumarán al consumo del transformador del nodo receptor de carga.

De acuerdo con lo anterior, esta estrategia se representa matemáticamente de según las ecuaciones (17) a (21):

$$Cons\_nuevo_R = Cons_R + Cons_C + Perd_{Cond} \quad (17)$$

$$Cons\_nuevo_R = Cons_R + Cons_C + \frac{30\{2;3\}}{1000} \sum_{i=1}^{24} R_{Cond} \frac{l_{Cond}}{1000} \left( \frac{1000 Curva_i Cons_C}{90V} \right)^2 \quad (18)$$

Donde:

$Cons\_nuevo_R$ : Nuevo consumo en el nodo receptor de carga [kWh/mes].

$Cons_R$ : Anterior consumo en el nodo receptor de carga [kWh/mes].

$Cons_C$ : Consumo en el nodo cedente de carga [kWh/mes].

$Perd_{Cond}$ : Pérdidas de energía del conducto de enlace entre los nodos [kWh/mes].

$R_{Cond}$ : Resistencia del conductor de enlace entre nodos [ $\Omega$ /km].

$l_{Cond}$ : Longitud del conductor de enlace entre nodos [m].

$Curva_i$ : Valor de la curva de carga normalizada en la hora  $i$  [p.u].

$V$ : Tensión en baja tensión del nodo cedente de carga [V].

{2; 3}: Coeficiente para clase de transformador, 2 para monofásico y 3 para trifásicos.

Restricciones operativas:

$$\frac{\max(Curva_i) Cons\_nuevo_R}{30 S_{nominal_R}} \leq 0,9 \quad (19)$$

$$R_{Cond} \frac{l_{Cond}}{1000} \left( \frac{1000 \max(Curva_i) Cons_C}{90V} \right) \geq 0,95 \times 120 \quad (20)$$

$$\left( \frac{1000 \max(Curva_i) Cons_C}{90V} \right) \leq I_{nominal_{Cond}} \quad (21)$$

Donde:

$S_{nominal_R}$ : Capacidad nominal del transformador receptor de carga [kVA].

$I_{nomianl_{Cond}}$ : Capacidad de corriente del conductor de enlace entre nodos [A].

Al interior del algoritmo se utilizan 3 calibres de conductor (2, 1/0 y 2/0), donde se inicia la evaluación de las restricciones operativas con el calibre más bajo para garantizar un balance técnico-económico del conductor a utilizar.

Después de conocer las expresiones que tienen por objetivo determinar las condiciones técnicas de la unificación de cargas, es posible encontrar la configuración óptima a partir de un modelo de optimización matemática que se resuelve por programación lineal entera.

Modelo de optimización matemática:

$$\min PE_0CUT + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N (Inv_{ij} - Red_{ij}CUT)X_{ij} \quad (22)$$

s.a.

$$FU_i + \sum_{j=1}^N FU_{ij}X_{ij} \leq 0,9 \quad \forall i \neq j, i \in \{1, \dots, N\} \quad (23)$$

$$\sum_{i=1}^N X_{ij} \leq 1 \quad \forall j \neq i, j \in \{1, \dots, N\} \quad (24)$$

$$X_{ji} + \sum_{i=1}^N X_{ij} \leq 1 \quad \forall i \neq j, i \in \{1, \dots, N\}, \forall j \neq i, j \in \{1, \dots, N\} \quad (25)$$

$$PE_0CUT + \sum_{i=1}^N \sum_{j=1}^N (Inv_{ij} - Red_{ij}CUT)X_{ij} \leq PE_0CUT \quad (26)$$

Donde:

$X_{ij}$ : Variable de decisión la cual indica que el nodo  $i$  recibe la carga del nodo  $j$ .

$FU_i$ : Factor de utilización propio en el nodo  $i$  [P.U].

$FU_{ij}$ : Factor de utilización adicional en el nodo  $i$  al recibir la carga del nodo  $j$  [P.U].

$Inv_{ij}$ : Inversión requerida para que el nodo  $i$  al reciba la carga del nodo  $j$  [\$].

$Red_{ij}$ : Reducción de pérdidas dado que el nodo  $i$  recibió la carga del nodo  $j$  [kWh/mes].

$PE_0$ : Pérdidas de energía iniciales del sistema [kWh/mes].

El objetivo es encontrar las unificaciones de carga que minimicen las pérdidas del sistema con la inversión más baja de acuerdo con la ecuación (22). El conjunto de restricciones descrito por la ecuación (23) garantiza que el transformador con la carga adicional no supere un factor de utilización de 0,9; el conjunto de restricciones descrito por la ecuación (24) garantiza que cualquier nodo solo puede entregar su carga 1 vez; el conjunto de restricciones descrito por la ecuación (25) se asegura que cualquier nodo solo puede funcionar como receptor o donante de carga, pero no las 2 al mismo tiempo; y la restricción descrita por la ecuación (26) garantiza que la función objetivo, es decir, la inversión realizada más el costo de las pérdidas finales evaluadas en el periodo de planeación sean menores que el costo de las pérdidas iniciales evaluadas en el periodo de planeación.

Adicionalmente, de acuerdo con la codificación que se utiliza para la actualización de cada configuración, el algoritmo está en la capacidad de identificar al nodo receptor como un transformador con más carga, y al nodo cedente como un punto sin carga; en base a esto, se puede realizar el nuevo cálculo de pérdidas técnicas en los transformadores de distribución y la evaluación del flujo de carga para la red de nivel de tensión 2.

## 4.2. Reubicación de transformadores

La reubicación consiste en la selección de 2 transformadores de la misma clase (monofásicos o trifásicos) como se indica en la Figura 5 con los denominados Trafo 1 y Trafo 2 en la condición inicial. El objetivo es intercambiarlos entre sí para que cada uno quede asumiendo la carga del otro nodo, como se ilustra en la condición final de la Figura

5. Con la aplicación de esta estrategia no se modifica la capacidad instalada del circuito, por lo que las pérdidas totales en el hierro se conservan; el beneficio que se obtiene es que al modificar el factor de utilización de los transformadores, se pueden reducir las pérdidas en el cobre.

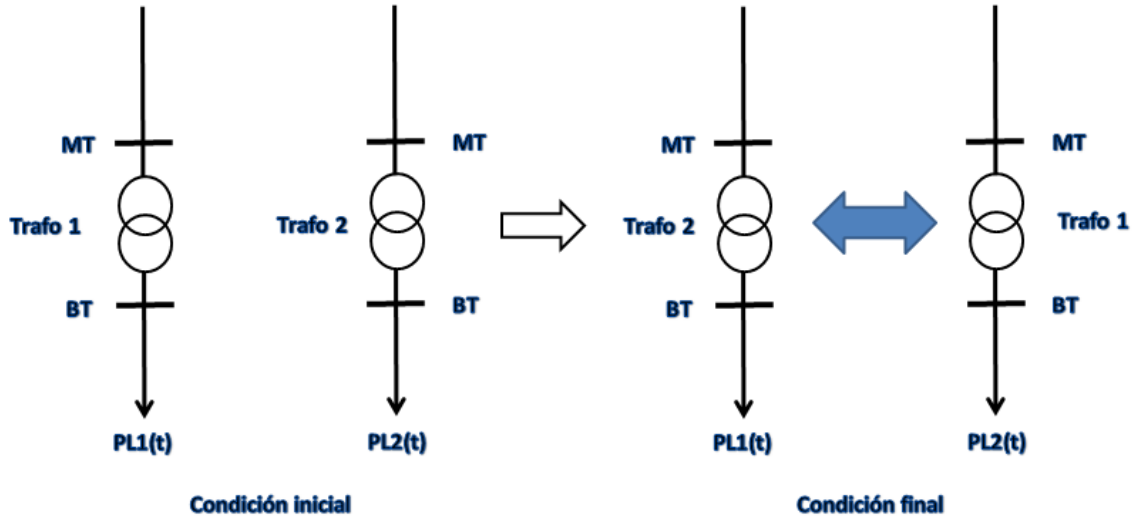


Figura 5. Modelado de reubicación de transformadores.

Al aplicar dicha estrategia se debe garantizar que ninguno de los transformadores se sobrecargue, por lo tanto, se debe validar que el factor de utilización de cada uno sea inferior a 0,9. El modelado matemático de estas restricciones operativas lo describen las ecuaciones (27) y (28):

$$\frac{\max(Curva_i)Cons\_Nodo_1}{30S_{nominal_2}} \leq 0,9 \quad (27)$$

$$\frac{\max(Curva_i)Cons\_Nodo_2}{30S_{nominal_1}} \leq 0,9 \quad (28)$$

Donde:

$S_{nominal_1}$ : Capacidad nominal del transformador 1 [kVA].

$S_{nominal_2}$ : Capacidad nominal del transformador 2 [kVA].

$Cons\_Nodo_1$ : Consumo de energía en el nodo de carga 1 [kWh/mes].

$Cons\_Nodo_2$ : Consumo de energía en el nodo de carga 2 [kWh/mes].

Después de conocer las expresiones que tienen por objetivo determinar las condiciones técnicas de la reubicación de transformadores, es posible encontrar la configuración óptima a partir de un modelo de optimización matemática que se resuelve por programación lineal entera.

Modelo de optimización matemática:

$$\min PE_0CUT + \sum_{i=1}^N \sum_{j=i+1}^N (Inv_{ij} - Red_{ij}CUT)X_{ij} \quad (29)$$

s.a.

$$\sum_{j=1}^N X_{ij} \leq 1 \quad \forall i \neq j, i \in \{1, \dots, N\} \quad (30)$$

$$FU_{ij}X_{ij} \leq 0,9 \quad \forall i \neq j, i \in \{1, \dots, N\}, \forall j \neq i, j \in \{1, \dots, N\} \quad (31)$$

$$PE_0CUT + \sum_{i=1}^N \sum_{j=i+1}^N (Inv_{ij} - Red_{ij}CUT)X_{ij} \leq PE_0CUT \quad (32)$$

Donde:

$X_{ij}$ : Variable de decisión la cual indica que los transformadores de los nodos i y j se intercambian.

$FU_{ij}$ : Factor de utilización en el nodo i al alimentar la carga del nodo j [P.U].

$Inv_{ij}$ : Inversión requerida para intercambiar los transformadores de los nodos i y j [\$].

$Red_{ij}$ : Reducción de pérdidas dado que se intercambiaron los transformadores de los nodos i y j [kWh/mes].

$PE_0$ : Pérdidas de energía iniciales del sistema [kWh/mes].

El objetivo es encontrar los intercambios de transformadores que minimicen las pérdidas del sistema con la inversión más baja de acuerdo con la ecuación (29). El conjunto de restricciones descrito por la ecuación (30) garantiza que cualquier transformador solo pueda ser intercambiado una vez; el conjunto de restricciones descrito por la ecuación (31) garantiza que los transformadores no van superar el factor de utilización de 0,9 al alimentar una carga diferente; y la restricción descrita por la ecuación (32) garantiza que la función objetivo, es decir, la inversión realizada más el costo de las pérdidas finales evaluadas en el periodo de planeación sean menores que el costo de las pérdidas iniciales evaluadas en el periodo de planeación.

Al interior del algoritmo se identifica la nueva capacidad del transformador de distribución en los nodos cuando se aplica la reubicación, con lo cual se puede ejecutar el flujo de carga para determinar las pérdidas en nivel de tensión 2 de la nueva configuración.

### **4.3. Reducción de capacidad instalada**

La reducción de capacidad instalada consiste en seleccionar cualquier nodo de carga cuyo transformador de distribución tenga un factor de utilización relativamente bajo (inferior a 0,6), como se muestra en la condición inicial de la Figura 6, y reemplazarlo por uno con capacidad menor como se ilustra en la condición final de la Figura 6, con el objetivo de tratar de llevarlo a un factor de utilización más eficiente (entre 0,6 y 0,9). Para esta estrategia, pueden existir casos donde el consumo es tan bajo que ni con el transformador más pequeño (5kVA monofásico y 15kVA trifásico) se logra llegar a un rango eficiente de operación.

Con la aplicación de esta estrategia se busca la reducción de la capacidad instalada del circuito a través del cambio de los transformadores de distribución, con esta medida se logran reducir considerablemente las pérdidas en el hierro y en menor medida las pérdidas en el cobre.

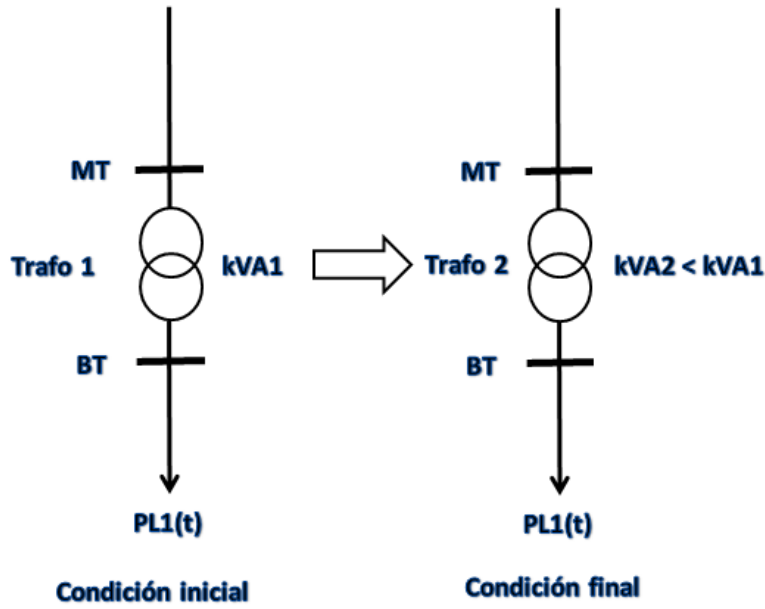


Figura 6. Modelado de reducción de capacidad instalada.

La restricción operativa se modela matemáticamente a partir de la ecuación (33):

$$0,6 \leq \frac{\max(Curva_i) Cons\_Nodo_i}{30 S_{nominal\_Nuevo}} \leq 0,9 \quad (33)$$

Donde:

$S_{nominal\_Nuevo}$ : Capacidad nominal del nuevo transformador del nodo  $i$  [kVA].

$Cons\_Nodo_i$ : Consumo de energía en el nodo  $i$  [kWh/mes].

Después de conocer las expresiones que tienen por objetivo determinar las condiciones técnicas de la reducción de capacidad instalada, es posible encontrar la configuración óptima a partir de un modelo de optimización matemática que se resuelve por programación lineal entera.

Modelo de optimización matemática:

$$\min PE_0 CUT + \sum_{i=1}^N (Inv_i - Red_i CUT) X_i \quad (34)$$



s.a.

$$PE_0CUT + \sum_{i=1}^N (Inv_i - Red_iCUT)X_i \leq PE_0CUT \quad (35)$$

Donde:

$X_{ij}$ : Variable de decisión la cual indica la instalación del transformador con capacidad ideal para la carga del nodo i.

$Inv_i$ : Inversión requerida para cambiar el transformador del nodo i [\$.].

$Red_i$ : Reducción de pérdidas dado que se redujo la capacidad del transformador del nodo i [kWh/mes].

$PE_0$ : Pérdidas de energía iniciales del sistema [kWh/mes].

El objetivo es encontrar las reducciones de capacidad instalada que minimicen las pérdidas del sistema con la inversión más baja de acuerdo con la ecuación (34), y que de acuerdo con la restricción descrita por la ecuación (35) garantiza que la función objetivo, es decir, la inversión realizada más el costo de las pérdidas finales evaluadas en el periodo de planeación sean menores que el costo de las pérdidas iniciales evaluadas en el periodo de planeación.

#### 4.4. Codificación del algoritmo

En el numeral 3.3 se vio la forma cómo se debe representar la información del circuito de media tensión para que esta pueda ser leída por el algoritmo; ahora se mostrará la codificación que se maneja internamente para que esta pueda ser interpretada en la matriz de resultados, la cual presenta una estructura similar al circuito de entrada, pero un poco más extendida, lo cual guarda sentido lógico, ya que la matriz de salida es una configuración modificada de la matriz de entrada. Dicha información se muestra en la tabla 6:

Tabla 6. Matriz con la configuración resultante después de aplicar las estrategias.

Nodo inicial	Nodo final	Resistencia	Fases	Capacidad	Consumo	Estrategia	Nodo	Longitud	L. Enlace	Tipo
1	2	0,522324	0	0	0	0	0	1319	0	0
2	3	0,374344	0	0	0	0	0	641	0	0
3	4	0,080008	1	15	2353,87708	2	211	137	0	0
4	5	0,095192	0	0	0	0	0	163	0	0
5	6	0,0476544	0	0	0	-1	4	81,6	244,6	1
6	7	0,14330192	1	15	1622,09031	2	212	245,38	0	0
7	8	0,08562024	3	30	1881	0	0	146,61	0	0
8	9	0,05347104	0	0	0	0	0	91,56	0	0
9	10	0,15299632	0	0	0	0	0	261,98	0	0
10	11	0,11139216	0	0	0	0	0	190,74	0	0
11	12	0,0717	3	15	1098,24425	1	159	100	0	0
12	13	0,000717	1	5	513	2	265	1	0	0
13	14	0,091776	0	0	0	0	0	128	0	0
14	15	0,0508353	0	0	0	-1	165	70,9	88,55	1
15	16	0,0445974	0	0	0	-1	17	62,2	176,38	1
16	17	0,12646446	3	45	2335,48872	2	244	176,38	0	0
17	18	0,0585789	0	0	0	-1	17	81,7	81,7	1
18	19	0,2384025	0	0	0	-1	168	332,5	199,11	1
19	20	0,0747114	0	0	0	0	0	104,2	0	0
20	21	0,0496881	0	0	0	-1	23	69,3	134,8	1
21	22	0,0450276	0	0	0	0	0	62,8	0	0
22	23	0,051624	1	25	5957,65946	2	21	72	0	0
23	24	0,0706245	0	0	0	0	0	98,5	0	0
24	25	0,0232432	0	0	0	0	0	39,8	0	0
25	26	0,15791208	1	5	1	0	0	220,24	0	0
26	27	0,12650748	0	0	0	0	0	176,44	0	0
27	28	0,0413709	1	10	280	2	65	57,7	0	0
28	29	0,0303291	0	0	0	-1	185	42,3	157,5	1
29	30	0,0562845	3	15	710	0	0	78,5	0	0
30	31	0,0823833	0	0	0	0	0	114,9	0	0
31	32	0,0353481	0	0	0	-1	187	49,3	113,8	1
32	33	0,0543486	1	5	2316	3	0	75,8	0	0
33	34	0,0611601	0	0	0	0	0	85,3	0	0
34	35	0,0511221	0	0	0	0	0	71,3	0	0
35	36	0,0600846	0	0	0	-1	188	83,8	189,9	1
36	37	0,070983	0	0	0	-1	197	99	115,6	1
37	38	0,0533448	0	0	0	-1	201	74,4	243,45	1
38	39	0,0720585	0	0	0	-1	201	100,5	142,95	1
39	40	0,11284863	1	5	383	2	283	157,39	0	0

En esta tabla se presentan los resultados de los primeros 40 tramos de línea de un circuito de media tensión después de haber sido sometido al algoritmo, los cuales representan lo siguiente:

- Las primeras 3 columnas, “Nodo inicial”, “Nodo final” y “Resistencia” tienen el significado presentado en el numeral 3.3 y no sufren cambios en la matriz de salida.
- Estrategia: Indica la estrategia que se utiliza en el nodo final (0: no se aplica ninguna, 1: recibe carga, -1: entrega carga, 2: reubicación y 3: cambio de capacidad).
- Nodo: Es un auxiliar de la columna “Estrategia”, ya que esta indica con cuál nodo se está emparejando el nodo final para la estrategia aplicada.
  - Cuando “Estrategia” es 1, indica de cuál nodo recibe la carga. Para este caso, esta fila en la columna “Consumo” se tendrá que sumar el consumo del nodo del cual recibe su carga y las pérdidas del conductor de enlace.
  - Cuando “Estrategia” es -1, indica a cuál nodo le está cediendo su carga. para este caso, esta fila quedará en las columnas “Capacidad”, “Fases” y “Consumo” se convertirán en 0, ya que se este se vuelve un nodo sin carga; adicionalmente, vendrá acompañado de indicadores en las columnas “L. Enlace” y “Tipo”.
  - Cuando “Estrategia” es 2, indica el transformador del nodo que vendrá a ocupar su lugar. Para este caso, esta fila en la columna “Capacidad” cambiará, ya que otro transformador se instalará en este punto.
  - Cuando “Estrategia” es 3, siempre irá acompañado de un 0. Para este caso, esta fila en la columna “Capacidad” cambiará, ya que el transformador se cambiará por uno más pequeño.
- L. Enlace: Es un auxiliar de la columna “Estrategia” cuando “Nodo” tiene la etiqueta -1, ya que está indicando la longitud del conductor de enlace que requiere para ceder su carga.
- Tipo: Es un auxiliar de la columna “L. Enlace”, la cual indica el calibre del conductor de enlace (cable trenzado de aluminio trípex o cuádruplex de acuerdo a las fases de los transformadores involucrados):
  - 1 representa calibre 2AWG.
  - 2 representa calibre 1/0AWG.
  - 3 representa calibre 2/0AWG.

#### 4.5. Diagrama de flujo y secuencia del algoritmo

Después de haber obtenido los modelos matemáticos y codificación necesaria, se aplica el algoritmo que se ilustra en la Figura 7, el cual consta de los siguientes pasos:

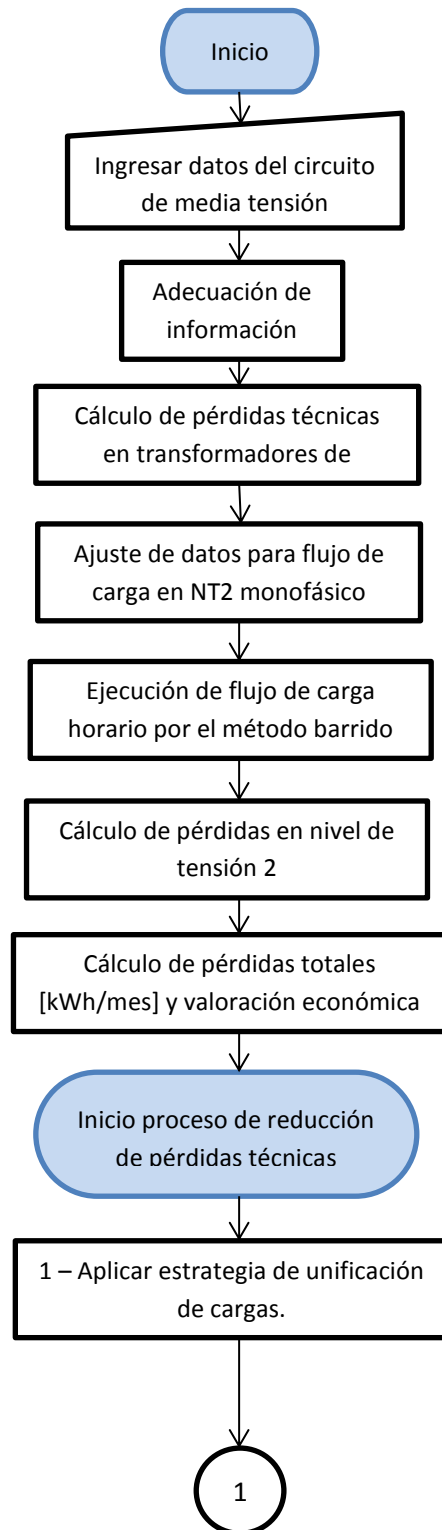
- Ingresar datos del circuito de media tensión: Se debe ingresar la información de cada uno de los tramos de red del circuito que se desea analizar en la misma estructura que se menciona en la tabla 5.
- Adecuación de información: De acuerdo con la información ingresada en el punto anterior, se genera una matriz de impedancias de cada tramo de línea que servirán para el cálculo de las pérdidas de energía en la red de media tensión.
- Cálculo de pérdidas técnicas en transformadores de distribución: Se realiza la evaluación de pérdidas de energía en el hierro y en el cobre de los transformadores de distribución utilizando las ecuaciones (1) a (10).
- Ajuste de datos para el flujo de carga en NT2 monofásico: Es necesario adecuar la información del sistema de para poder ejecutar un flujo de carga, por lo tanto, se determinar la matriz de incidencia nodo-rama, los consumos en los nodos se vuelven monofásicos y se modelan las pérdidas en los transformadores de distribución junto con sus cargas tal como se muestra en la Figura 3.
- Ejecución de flujo de carga horario por el método de barrido iterativo: Para obtener las pérdidas de energía, se debe ejecutar el flujo de potencia a lo largo de la curva de carga característica del circuito, para lo cual se utilizan las ecuaciones (11) a (13).
- Cálculo de pérdidas en nivel de tensión 2: Después de obtener tensiones y corrientes, se determinar las pérdidas de potencia monofásicas en la red de media tensión partir de la ecuación (14).
- Cálculo de pérdidas totales y valoración económica: Luego de obtener las pérdidas de energía en los transformadores y las pérdidas de potencia en la red de media tensión, se calculan las pérdidas de energía totales del circuito utilizando la ecuación (15) y su valor económico en el periodo de planeamiento determinado a partir de la ecuación (16).
- Iniciar las etapas de reducción de pérdidas: A partir de este punto se inicia la aplicación secuencial de las 3 estrategias de minimización de pérdidas de energía, las cuales se sustentan en modelos óptimos de programación lineal binaria.
- Aplicar estrategia de unificación de cargas: Se aplica la primera etapa de optimización, la cual consisten en unificar cargas, por lo cual se utilizan las ecuaciones (17) a (26). Estas ecuaciones describen todas las unificaciones de carga técnicamente posibles (con su costo asociado y variación sobre las pérdidas finales del sistema distribución) que pueda tener cada transformador, es decir, con aquellos de la misma clase (monofásico o trifásico) donde los nodos receptores de

carga no superen sus límites de potencia nominal, y que los nodos cedentes de carga tengan una adecuada regulación de tensión. Cada una de estas unificaciones afectadas por la variable de decisión ( $X_{ij}$ ) forman los términos de la función objetivo y las restricciones del modelo matemático. Al formar las ecuaciones con todas las posibles unificaciones de carga que pueda tener el sistema eléctrico, se resuelve el problema de optimización a través de programación lineal binaria, el cual activará (1) las unificaciones de carga que satisfagan la función objetivo (reducir las pérdidas del sistema eléctrico con la menor inversión posible), y desactivará (0) aquellas que no lo cumplan. Las unificaciones marcadas con uno (1) construirán la configuración resultante de la primera etapa, la cual es el insumo de entrada de la segunda etapa.

- Aplicar estrategia de reducción de capacidad instalada: A la configuración obtenida en el punto anterior, se aplica la segunda etapa de optimización, la cual consiste en reducir la capacidad instalada en transformación, para lo cual se utilizan las ecuaciones (33) a (35). Estas ecuaciones describen la capacidad instalada hasta la cual se puede reducir cada transformador, con su costo asociado y variación sobre las pérdidas finales del sistema de distribución, garantizando que no haya sobrecarga en ningún nodo para la demanda que se deba atender. Cada una de estas reducciones de capacidad instalada afectadas por la variable de decisión ( $X_{ij}$ ) forman los términos de la función objetivo y las restricciones del modelo matemático. Al formar las ecuaciones con la reducción de capacidad instalada posible en cada transformador, se resuelve el problema de optimización a través de programación lineal binaria, el cual activará (1) las reducciones de capacidad instalada que satisfagan la función objetivo (reducir las pérdidas del sistema eléctrico con la menor inversión posible), y desactivará (0) aquellas que no lo cumplan. Las reducciones marcadas con uno (1) indicarán los transformadores que deben tener una capacidad menor, las marcadas con cero (0) indicarán los transformadores que deben conservar su capacidad actual, con lo cual se construye la configuración de la segunda etapa, que es el insumo de entrada de la tercera etapa.
- Aplicar estrategia de reubicación de transformadores: Se aplica la tercer y última etapa de optimización, la cual consiste en reubicar transformadores de distribución, para lo cual se utilizan las ecuaciones (27) a (32). Estas ecuaciones describen todas las reubicaciones técnicamente posibles (con su costo asociado y variación sobre las pérdidas finales del circuito) que pueda tener cada transformador, es decir, con aquellos de la misma clase (monofásico o trifásico) donde ninguno de los implicados en la reubicación supere sus límites de potencia con la nueva demanda que debe alimentar. Cada una de estas reubicaciones

afectadas por la variable de decisión ( $X_{ij}$ ) forman los términos de la función objetivo y las restricciones del modelo matemático. Al formar las ecuaciones con todas posibles reubicaciones de transformadores que pueda tener el sistema eléctrico, se resuelve el problema de optimización a través de programación lineal binaria, el cual activará (1) las reubicaciones de transformadores que satisfagan la función objetivo (reducir las pérdidas del sistema eléctrico con la menor inversión posible), y desactivará (0) aquellas que no lo cumplan. Las reubicaciones marcadas con uno (1) indicarán todas las parejas de cambios que forman la configuración final del circuito de distribución.

- Impresión de resultados de la configuración final: Al aplicar de forma secuencial las 3 etapas de optimización, se obtiene la configuración final de transformadores de distribución del alimentador primario analizado.



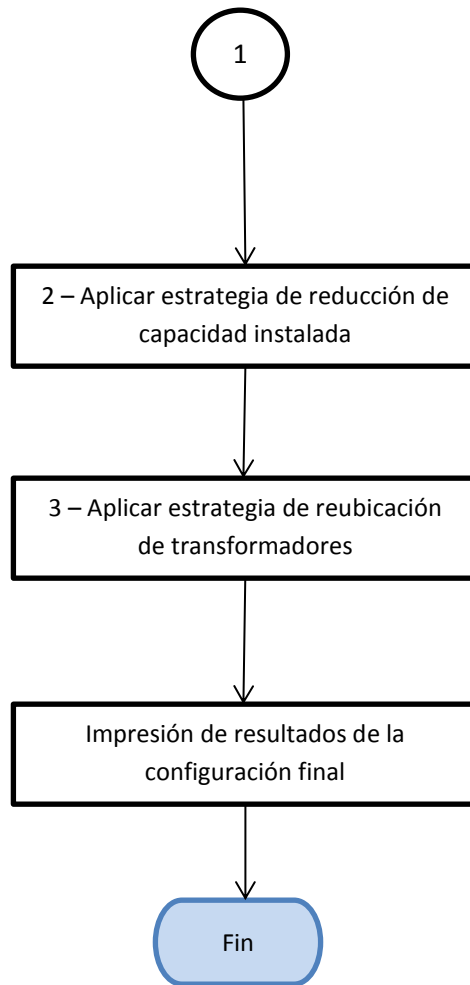


Figura 7. Diagrama de flujo del algoritmo.



## 5. Resultados

Para evaluar la efectividad del algoritmo desarrollado, se realiza el análisis de reducción de pérdidas técnicas sobre el circuito de media tensión del SDL de EDEQ llamado Campestre 101-23, el cual tiene las siguientes características técnicas:

- Suministra una demanda energética de 923.573kWh/mes a 1248 usuarios.
- Tiene una capacidad instalada de 15.705,5kVA en 265 transformadores de distribución, de acuerdo con la información de la tabla 7:

Tabla 7. Transformadores de distribución circuito Campestre.

Tipo/Capacidad [kVA]	Cantidad [Uni]	Total [kVA]
<b>Monofásicos</b>	<b>102</b>	<b>2.235</b>
5	12	60
10	12	120
15	22	330
25	36	900
37,5	16	600
50	3	150
75	1	75
<b>Trifásicos</b>	<b>163</b>	<b>13.468</b>
15	18	270
20	2	40
30	40	1.200
45	29	1.305
50	3	150
75	35	2.625
100	1	100
112,5	17	1.913
150	7	1.050
225	5	1.125
300	1	300
430	1	430
450	1	450
630	2	1.260
1250	1	1.250
<b>Total</b>	<b>265</b>	<b>15.703</b>

- Dispone de 47.584,94 mts de red en media en diferentes materiales y calibres de conductor, de acuerdo a la tabla 8:

Tabla 8. Conductores red de media tensión circuito Campestre.

Conductor/Calibre	Cantidad [m]
<b>Aluminio</b>	<b>44.841,47</b>
2	19.836,63
4	7.565,44
6	760,37
1/0	8.027,27
2/0	7.047,38
4/0	1.604,38
<b>XLPE</b>	<b>2.743,47</b>
2	1.399,95
1/0	1.006,75
2/0	265,07
4/0	71,70
<b>Total</b>	<b>47.584,94</b>

- Dispone de 334 tramos de línea para alimentar 265 nodos de carga.

Adicionalmente, la topología de red de media tensión se ilustra en la Figura 8.

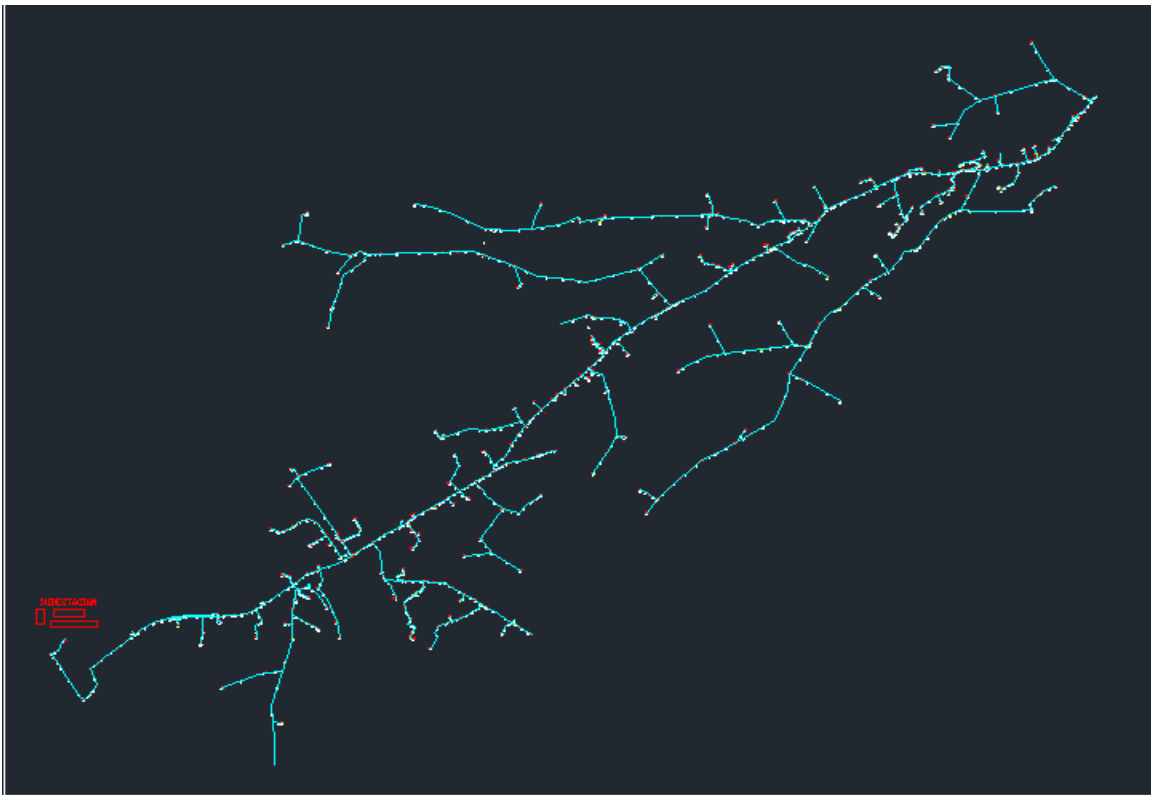


Figura 8. Topología de red circuito Campestre.

### 5.1. Condiciones iniciales del circuito de prueba

A partir de la topología de la red y las características técnicas del circuito de prueba, se aplica la primer parte del algoritmo desarrollado, la cual tiene por objetivo determinar las pérdidas técnicas en transformación y en la red media tensión, y realizar la valoración económica de las mismas. Los resultados de esta evaluación se muestran en la Figura 9.

Command Window			
Valoración de pérdidas técnicas en NT1 y NT2 - Circuito Campestre			
Condiciones iniciales			
'Pérdidas NT1'	'Pérdidas NT2'	'Pérdidas Totales'	'Costo Pérdidas'
' [kWh/mes] '	' [kWh/mes] '	' [kWh/mes] '	' [\$] '
[ 39695]	[ 17120]	[ 56815]	[ 12973655]

Figura 9. Pérdidas iniciales del circuito Campestre.

Se aprecia que el circuito presenta unas pérdidas en transformación de 39.695kWh/mes y en nivel de tensión 2 de 17.120kWh/mes, para un total de 56.815kWh/mes que representan un porcentaje de pérdidas de 5,79%; este valor a simple vista es pequeño, sin embargo, al observar más detalladamente las componente que conforman las pérdidas en los transformadores, se aprecia que el 93,05% corresponden al hierro y 6,95% corresponden al cobre, lo que es muestra de uso ineficiente de la capacidad instalada del circuito, tal como lo presenta la Figura 10 donde muy pocos transformadores tienen un factor de utilización aceptable

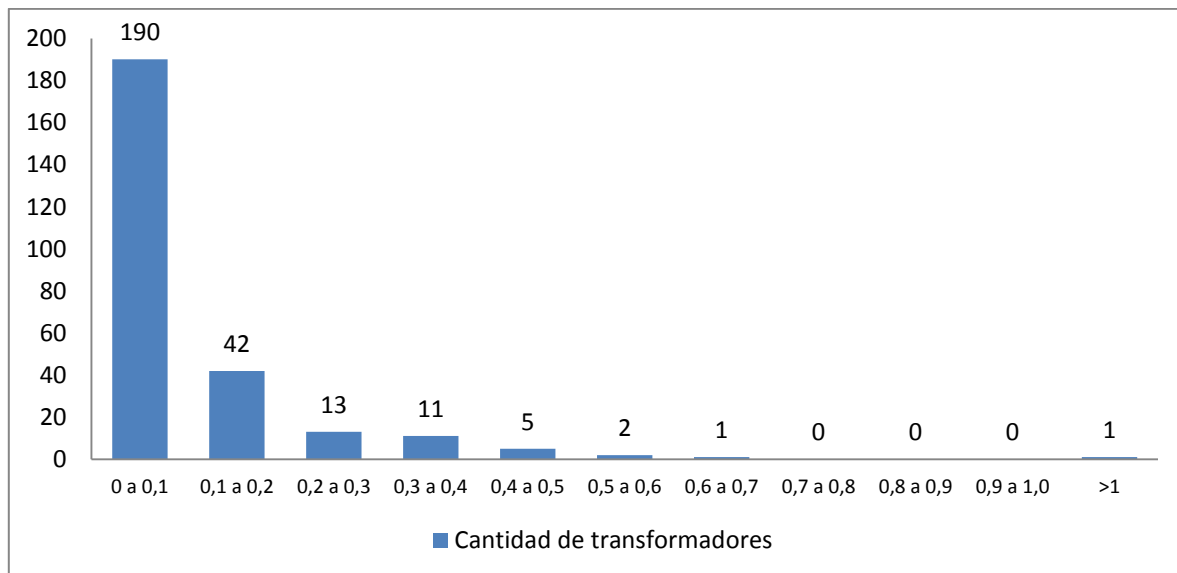


Figura 10. Factor de utilización transformadores de distribución del circuito Campestre.

## 5.2. Evaluación de las estrategias de solución

Para analizar adecuadamente los resultados obtenidos por el algoritmo, primero se realizará la evaluación individual de cada estrategia para observar la contribución y el comportamiento de cada una frente a la reducción de pérdidas técnicas, para finalmente comparar frente a los resultados que se obtengan con la combinación de las estrategias estudiadas. En la evaluación de las mismas, también se tendrán en cuenta diferentes periodos de planeación (desde a 12 meses hasta 120 meses) para observar los efectos de la variable tiempo frente a la reducción de pérdidas y a la recuperación de las inversiones.

### 5.2.1. Evaluación estrategia de unificación de cargas

En la tabla 9 se observa que esta técnica beneficia considerablemente la reducción de pérdidas en el hierro, ya que al eliminar transformadores de distribución, se reduce la componente de pérdidas constantes debido a la capacidad instalada del sistema. Por otra parte, aunque se obtienen estos beneficios, la eliminación de puntos de transformación obliga a la instalación de nuevos cables trenzados para alimentar la demanda de estas cargas, lo cual genera nuevas pérdidas de energía en las redes de baja tensión, y a su vez, se incrementan las pérdidas en el cobre de los transformadores existentes al asumir nuevas demandas. A pesar de esto, la magnitud de las pérdidas en el hierro es mayor que las pérdidas en el cobre y a las generadas en las nuevas redes de baja tensión, adicionalmente, su tasa de reducción es mayor que la tasa de incremento de las otras 2 componentes, lo que finalmente se traduce en un sistema con una configuración que tiene pérdidas técnicas más bajas las que ofrece su configuración inicial, y en porcentajes que traen beneficios económicos en el mediano y largo plazo.

Tabla 9. Resultados aplicación estrategia unificación de cargas.

Periodos [años]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Red baja tensión [kWh/mes]	-	1.666	2.933	3.728	4.114	4.471	4.677	4.854	5.070	5.080	5.152
Hierro [kWh/mes]	36.938	29.290	25.121	22.663	21.191	19.924	18.833	17.857	17.058	16.660	16.293
Cobre [kWh/mes]	2.757	3.325	3.624	4.004	4.151	4.305	4.416	4.526	4.605	4.620	4.636
Nivel de tensión 2 [kWh/mes]	17.120	16.894	16.806	16.758	16.722	16.694	16.661	16.633	16.608	16.593	16.579
Totales [kWh/mes]	56.815	51.175	48.484	47.153	46.178	45.394	44.587	43.871	43.341	42.953	42.660
Costo de las pérdidas [\$ /mes]	12.973.756	11.685.811	11.071.300	10.767.462	10.544.827	10.365.699	10.181.450	10.017.833	9.896.914	9.808.410	9.741.436
Inversión [\$]	-	10.391.674	30.520.085	50.336.020	66.641.978	86.765.004	106.215.483	125.430.369	146.924.050	156.231.677	167.777.910
Relación Beneficio/Costo	-	1,487	1,496	1,578	1,749	1,804	1,893	1,980	2,010	2,188	2,312
Reducción de pérdidas [%]	0%	9,93%	14,66%	17,01%	18,72%	20,10%	21,52%	22,78%	23,72%	24,40%	24,91%
Retiros [unid]	0	39	65	83	97	111	121	131	140	145	148
Capacidad instalada [kVA]	15.702,5	12.250,0	10.587,5	9.637,5	9.100,0	8.672,5	8.287,5	7.957,5	7.697,5	7.555,0	7.425,0

Reducción Capacidad instalada [%]	-	21,99%	32,57%	38,62%	42,05%	44,77%	47,22%	49,32%	50,98%	51,89%	52,71%
Red baja tensión adicional [m]	-	1.388	4.352	7.342	9.951	13.130	16.130	19.163	22.400	24.040	25.883

En la Figura 11 se observa que a medida que aumenta el periodo de planeación, la velocidad del incremento de las unificaciones carga empieza a disminuir debido que cada vez es menor la cantidad de transformadores que se pueden retirar del sistema, ya que los demás han ido copando su capacidad de carga al asumir la demanda de otros puntos.

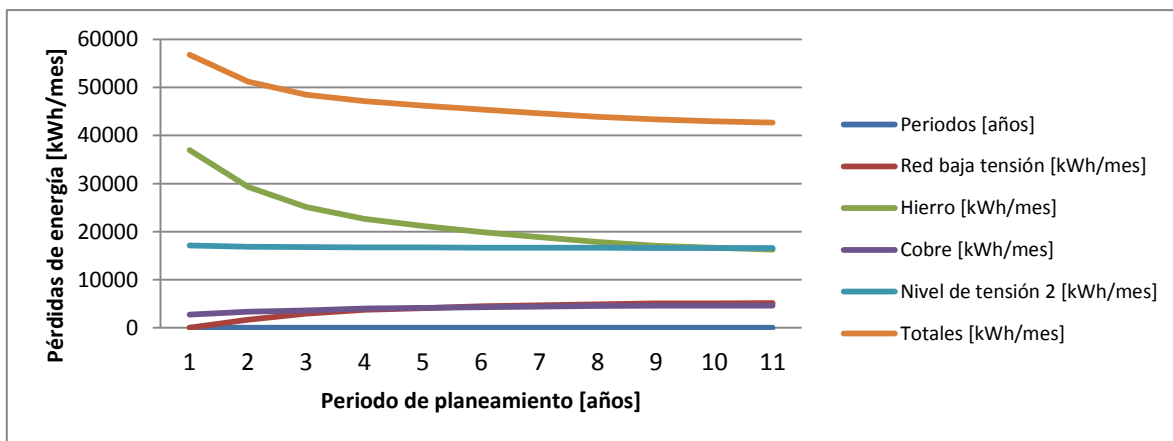


Figura 11. Comportamiento de las pérdidas técnicas – estrategia de unificación de cargas.

Al considerar cualquiera de los periodos de planeación, se aprecia que se tiene un sistema con menos transformadores de distribución y menor capacidad instalada, pero con la capacidad de atender la totalidad de la demanda sin correr el riesgo de sobrecarga de los equipos de transformación, ya que finalmente el sistema obtenido tiene un factor de utilización más eficiente, lo cual se aprecia en la Figura 12.

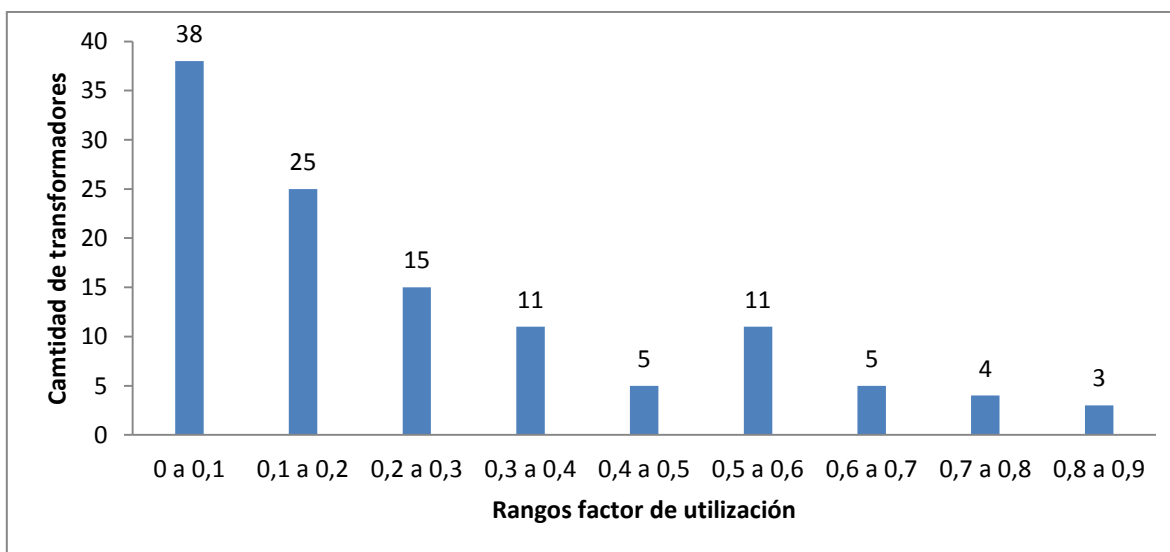


Figura 12. Factor de utilización transformadores de distribución – estrategia de unificación de cargas 10 años.

### 5.2.2. Evaluación estrategia de reubicación de transformadores

De la aplicación de esta técnica se observa que solo trae beneficios en la reducción de pérdidas en el cobre, esto se debe a que la configuración final del sistema dispone de los mismos transformadores pero en otras ubicaciones, es por esta razón que las pérdidas en el hierro no sufren ningún cambio. Dado que la configuración inicial tiene una relación de pérdidas en el hierro y en el cobre de 93,05% a 6,95%, los resultados presentados en la tabla 10 no muestran una reducción de pérdidas significativa ya que se dispone de una franja de acción muy pequeña, lo cual hace que esta técnica sea poco atractiva para obtener beneficios económicos en un mediano plazo así su relación beneficio/costo sea alta.

Tabla 10. Resultados aplicación estrategia reubicación de transformadores.

Periodos [años]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Red baja tensión [kWh/mes]	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Hierro [kWh/mes]	36.938	36.938	36.938	36.938	36.938	36.938	36.938	36.938	36.938	36.938	36.938
Cobre[kWh/mes]	2.757	1.685	1.551	1.465	1.430	1.422	1.418	1.402	1.402	1.397	1.397
Nivel de tensión 2 [kWh/mes]	17.120	17.081	17.069	17.055	17.060	17.057	17.057	17.054	17.054	17.053	17.053
Totales[kWh/mes]	56.815	55.704	55.558	55.458	55.428	55.417	55.413	55.394	55.394	55.388	55.388
Costo de las pérdidas [\$ /mes]	12.973.756	12.720.081	12.686.676	12.663.908	12.657.096	12.654.524	12.653.505	12.649.323	12.649.323	12.647.908	12.647.908
Inversión [\$]	-	835.537	1.353.468	1.887.875	2.211.091	2.317.605	2.383.717	2.662.858	2.662.858	2.780.391	2.780.391
Relación Beneficio/Costo	-	3,643	5,091	5,909	6,874	8,265	9,673	10,234	11,696	12,657	14,063
Reducción de pérdidas [%]	0%	1,955%	2,213%	2,388%	2,441%	2,461%	2,468%	2,501%	2,501%	2,512%	2,512%

Cambios [pares]	0	8	15	23	27	29	30	33	33	35	35
-----------------	---	---	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Adicionalmente, en la Figura 13 se observa que la tasa de reducción de pérdidas disminuye cuanto más amplio es el periodo de planeación, este se debe a que cada vez más los movimientos que puedan traer un beneficio a la reducción son menores así se tenga capacidad de carga disponible en los transformadores.

Dado que esta es una técnica que modifica de forma poco impactante la configuración del inicial, se puede apreciar a través de la Figura 14 que el sistema resultante continúa teniendo transformadores de distribución con factor de utilización poco eficiente, pero distribuido de una tal forma que hace que se tenga una reducción de pérdidas así sea pequeña.

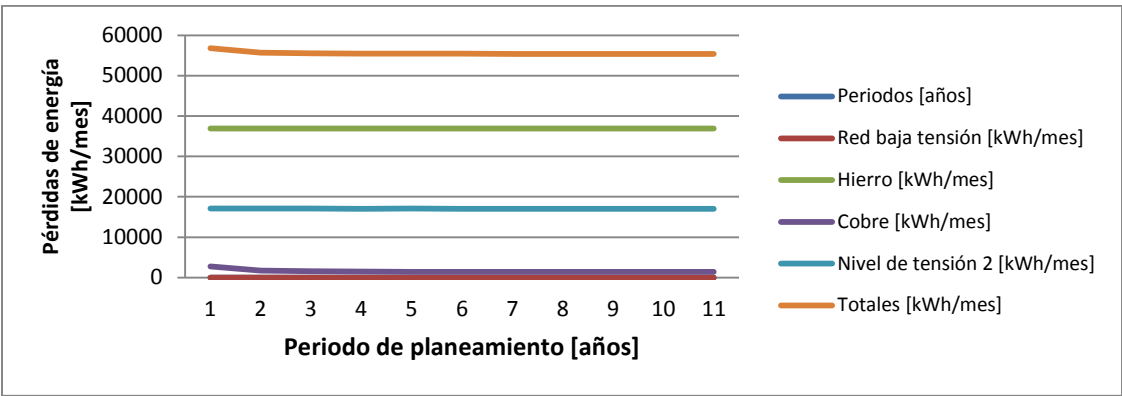


Figura 13. Comportamiento de las pérdidas técnicas – estrategia de reubicación de transformadores.

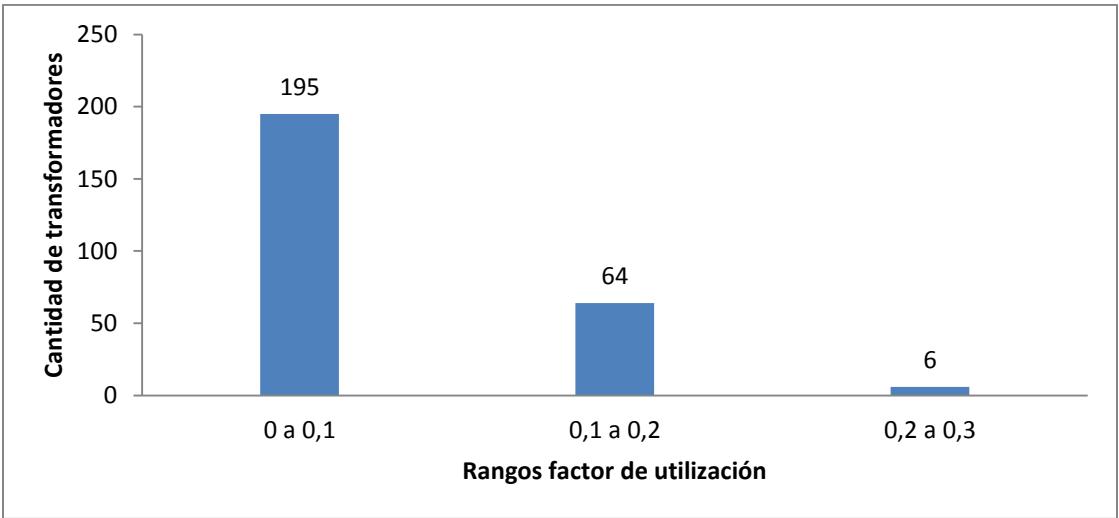


Figura 14. Factor de utilización transformadores de distribución – estrategia de reubicación de transformadores 10 años.

### 5.2.3. Evaluación estrategia de reducción de capacidad

Se puede observar que esta técnica trae considerablemente beneficios de reducción de las pérdidas en el hierro, ya que al reducir la capacidad instalada de algunos transformadores de distribución del sistema, hace que la componente de pérdidas constantes también se reduzca; esta reducción de capacidad hace que se aumenten las pérdidas en el cobre, pero esto ocurre con una tasa de incremento baja a lo largo del periodo de planeación debido a que los puntos de carga atienden la misma demanda a través de un transformador de distribución con un potencia menor.

La tasa de reducción de pérdidas en el hierro es mucho mayor que la tasa de incremento de pérdidas en el cobre, lo que genera una nueva configuración con pérdidas totales que están aproximadamente una cuarta parte más baja que las iniciales, lo cual convierte esta técnica en una alternativa considerable para obtener beneficios económicos en el mediano plazo, así las inversiones sean altas, ya que su relación beneficio/costo es superior a 2. Estos resultados se muestran en la tabla 11.

Tabla 11. Resultados aplicación estrategia reducción de capacidad instalada.

Periodos [años]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Red baja tensión [kWh/mes]	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Hierro [kWh/mes]	36.938	34.815	34.322	32.478	30.556	28.199	24.592	22.447	21.928	21.323	19.688
Cobre [kWh/mes]	2.757	2.831	2.834	3.062	3.150	3.542	3.878	4.267	4.331	4.504	4.679
Nivel de tensión 2 [kWh/mes]	17.120	17.074	17.048	16.975	16.892	16.822	16.720	16.652	16.633	16.617	16.566
Totales [kWh/mes]	56.815	54.720	54.204	52.515	50.598	48.562	45.190	43.366	42.892	42.443	40.933
Costo de las pérdidas [\$ /mes]	12.973.756	12.495.247	12.377.394	11.991.897	11.553.994	11.089.213	10.319.123	9.902.609	9.794.491	9.691.966	9.347.142
Inversión [\$]	-	3.644.076	5.466.114	15.383.649	32.726.067	57.400.713	104.773.701	136.376.072	145.552.376	155.584.604	193.347.402
Relación Beneficio/Costo	-	1,576	2,618	2,298	2,082	1,970	1,824	1,892	2,097	2,278	2,251
Reducción de pérdidas [%]	0%	3,69%	4,60%	7,57%	10,94%	14,53%	20,46%	23,67%	24,51%	25,30%	27,95%
Reducciones [unid]	0	2	3	8	19	36	62	89	97	103	124
Capacidad instalada [kVA]	15.702,5	14.052,5	13.767,5	12.632,5	11.717,5	10.575,0	8.912,5	7.885,0	7.662,5	7.392,5	6.692,5
Reducción Capacidad instalada [%]	-	10,51%	12,32%	19,55%	25,38%	32,65%	43,24%	49,79%	51,20%	52,92%	57,38%

Adicionalmente, se puede apreciar que la tasa de reducción de pérdidas no llega fácilmente a puntos de saturación, la cual indica que las características de baja



cargabilidad del sistema permiten que se obtengan beneficios en muchas de las intervenciones realizadas, ya que viabiliza la instalación de transformadores de distribución más pequeños, los cuales tienen un menor costo y sus pérdidas nominales tanto en el hierro como en el cobre son más bajas.

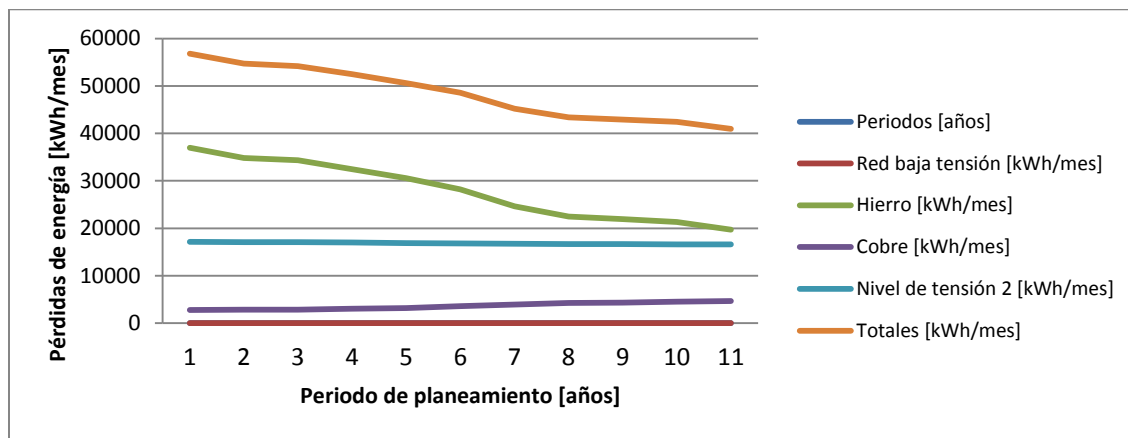


Figura 15. Comportamiento de las pérdidas técnicas – estrategia de reducción de capacidad instalada.

En la Figura 15, se puede observar que llevar una serie de transformadores de distribución a la capacidad ideal para atender su demanda, mejora la distribución del factor de utilización del sistema.

Aun así, en la Figura 16 se observa que se continúa teniendo una gran cantidad de transformadores con un factor de utilización muy bajo, las cuales por su baja carga no mostraron viabilidad económica de cambio durante el periodo de planeación.

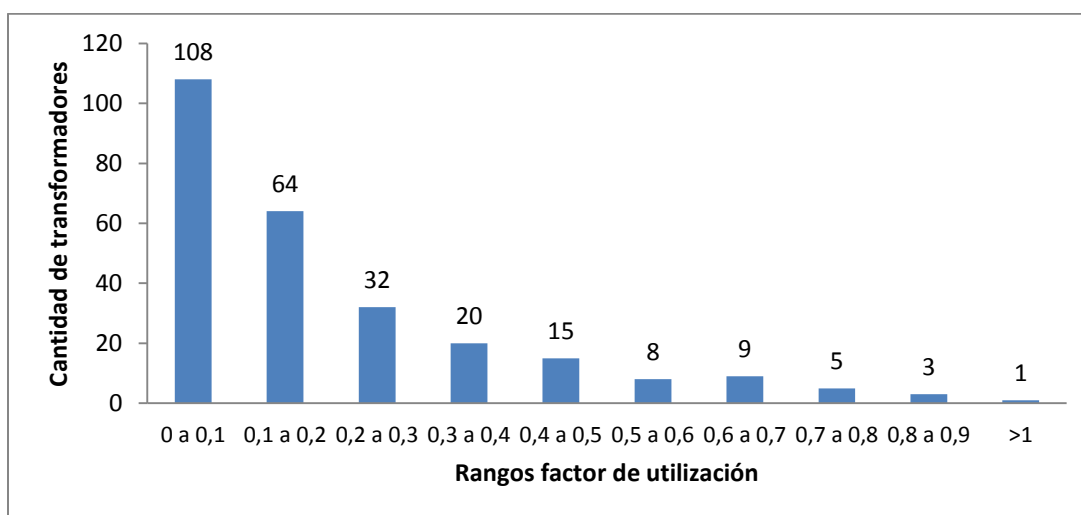


Figura 16. Factor de utilización transformadores de distribución – estrategia de reducción de capacidad 10 años.

### 5.2.4. Evaluación estrategias combinadas

Como era de esperarse, al aplicar las 3 estrategias de reducción de forma secuencial sobre el circuito de prueba se aprecia que los resultados obtenidos presentan características observadas en cada uno de los métodos. La tasa de reducción de pérdidas en el hierro mayor a la tasa de incremento de pérdidas en el cobre y de pérdidas en la red de baja tensión, adicionalmente, esta tasa de reducción presenta un nivel de saturación bajo, por lo que trae beneficios en periodos de planeación más largos, que se pueden visualizar en la Figura 17.

Esta combinación de características trae como resultado una reducción de pérdidas total superior a la obtenida por cualquiera de las estrategias aplicadas de forma individual, lo cual representa beneficios económicos más altos y recuperación de la inversión realizada en menor tiempo, lo cual se aprecia en la tabla 12.

Tabla 12. Resultados aplicación de las 3 estrategias combinadas.

Periodos [años]	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Red baja tensión [kWh/mes]	-	1.666	2.933	3.728	4.114	4.471	4.677	4.854	5.070	5.080	5.152
Hierro [kWh/mes]	36.938	27.842	23.674	20.421	18.948	16.918	14.880	13.156	12.324	11.919	11.480
Cobre [kWh/mes]	2.757	2.480	2.530	3.096	3.161	3.430	3.765	4.245	4.386	4.481	4.601
Nivel de tensión 2 [kWh/mes]	17.120	16.825	16.730	16.661	16.616	16.565	16.505	16.462	16.439	16.428	16.417
Totales [kWh/mes]	56.815	48.813	45.866	43.905	42.839	41.384	39.826	38.717	38.219	37.907	37.650
Costo de las pérdidas [\$ /mes]	12.973.756	11.146.452	10.473.577	10.025.696	9.782.364	9.450.001	9.094.342	8.840.972	8.727.325	8.656.139	8.597.289
Inversión [\$]	-	13.078.680	33.875.559	57.586.331	74.145.721	102.524.851	133.791.030	163.549.824	185.976.564	195.207.059	208.512.891
Relación Beneficio/Costo	-	1,677	1,771	1,843	2,066	2,062	2,088	2,123	2,192	2,389	2,519
Reducción de pérdidas [%]	0%	14,08%	19,27%	22,72%	24,60%	27,16%	29,90%	31,85%	32,73%	33,28%	33,73%
Retiros [unid]	0	39	65	83	97	111	121	131	140	145	148
Capacidad instalada [kVA]	15.702,5	11.015,0	9.352,5	7.817,5	7.280,0	6.472,5	5.622,5	4.932,5	4.650,0	4.500,0	4.340,0
Reducción Capacidad instalada [%]	-	29,85%	40,44%	50,21%	53,64%	58,78%	64,19%	68,59%	70,39%	71,34%	72,36%

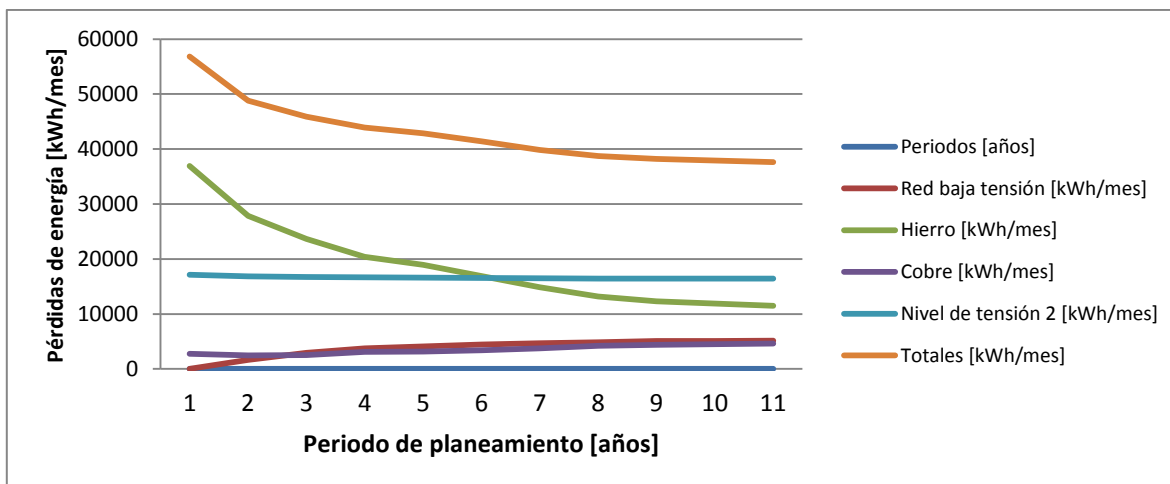


Figura 17. Comportamiento de las pérdidas técnicas estrategias combinadas.

Además, a partir de la Figura 18 se puede observar que la configuración resultante es más eficiente, ya que la distribución de los factores de utilización de los transformadores muestra que hay más equipos con cargas un poco más altas, lo cual evidencia que la totalidad de la demanda se puede atender con menor capacidad instalada sin deteriorar los activos por llegar a límites de cargabilidad y sin poner en riesgo la capacidad de crecimiento de la demanda del sistema eléctrico.

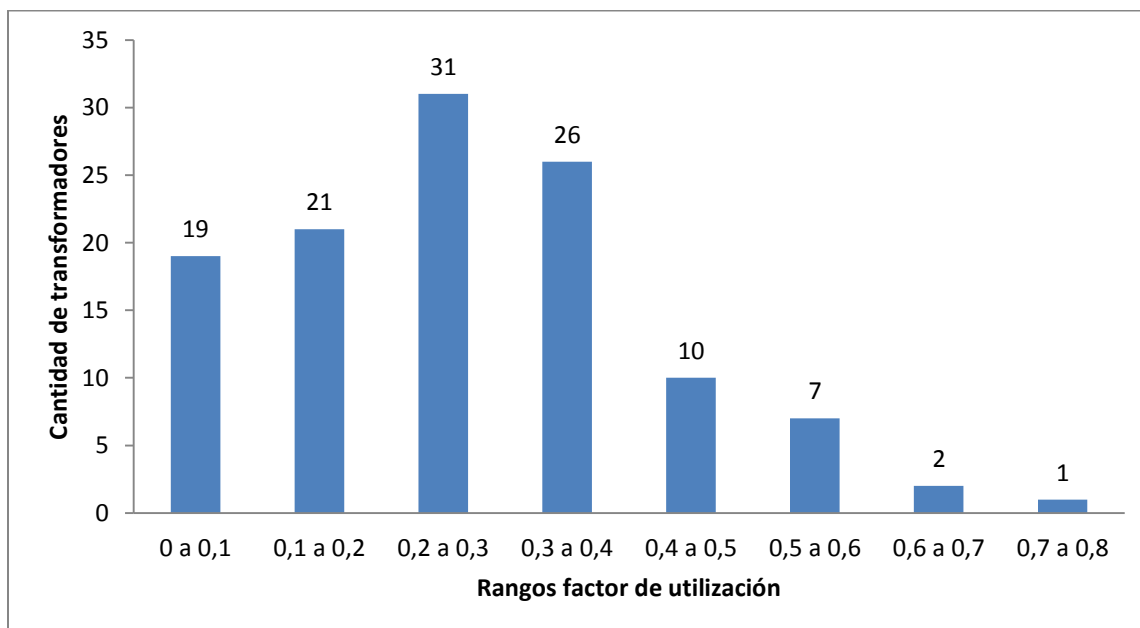


Figura 18. Factor de utilización transformadores de distribución – estrategias combinadas 10 años.

### 5.2.5. Comparación de resultados

Al realizar la comparación de los resultados obtenidos, se puede observar con claridad que para cualquier tiempo que se defina el periodo de planeamiento, la mezcla de las estrategias siempre trae mejores beneficios que el uso de las mismas de forma individual, lo cual se aprecia en la Figura 19 que muestra el comportamiento de las pérdidas técnicas totales evaluando periodos de planeación de 1 a 10 años.

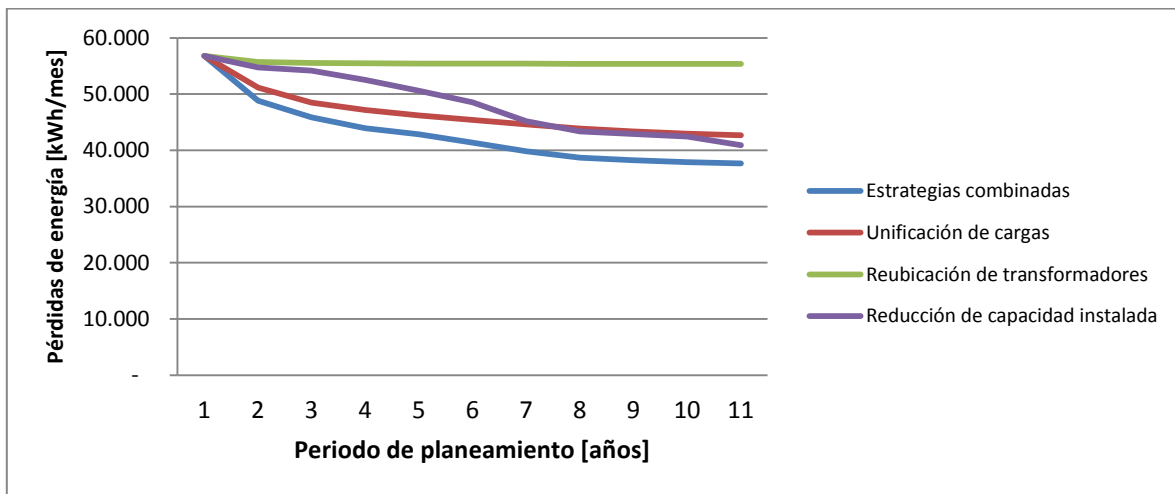


Figura 19. Comparación del comportamiento de las pérdidas técnicas totales.

Adicionalmente, para lograr estos niveles de reducción de pérdidas es necesario realizar grandes inversiones, las cuales son aún más altas cuando se combinan las estrategias (Figura 20), ya que esto implica mayor cantidad de intervenciones sobre los transformadores, sin embargo, de estas inversiones se obtiene su retorno debido a que la relación beneficio/costo resulta ser la más alta para cualquier momento del periodo de planeación (Figura 21).

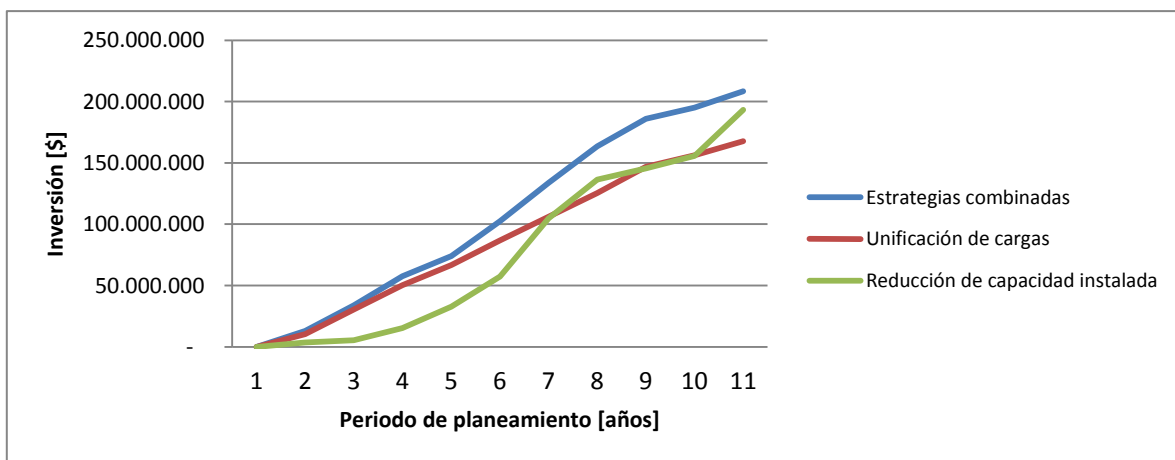


Figura 20. Comparación de las inversiones requeridas.

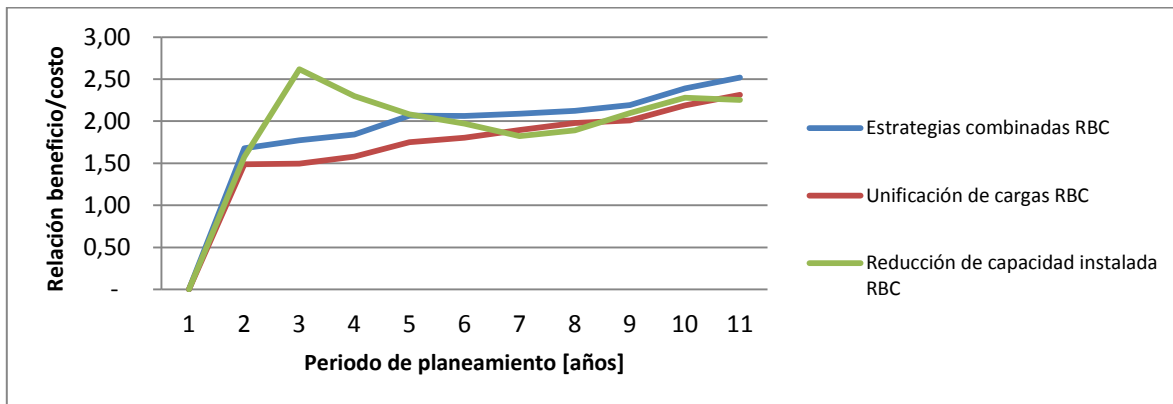


Figura 21. Comparación de la relación beneficio/costo.

Además, se logra obtener una configuración que le permite al sistema de distribución tener menos pérdidas de energía innecesarias, ya que se aprecia que es posible atender la totalidad de la demanda con menor capacidad instalada en transformación (Figura 22), incluso con menos del 30% de la capacidad inicial.

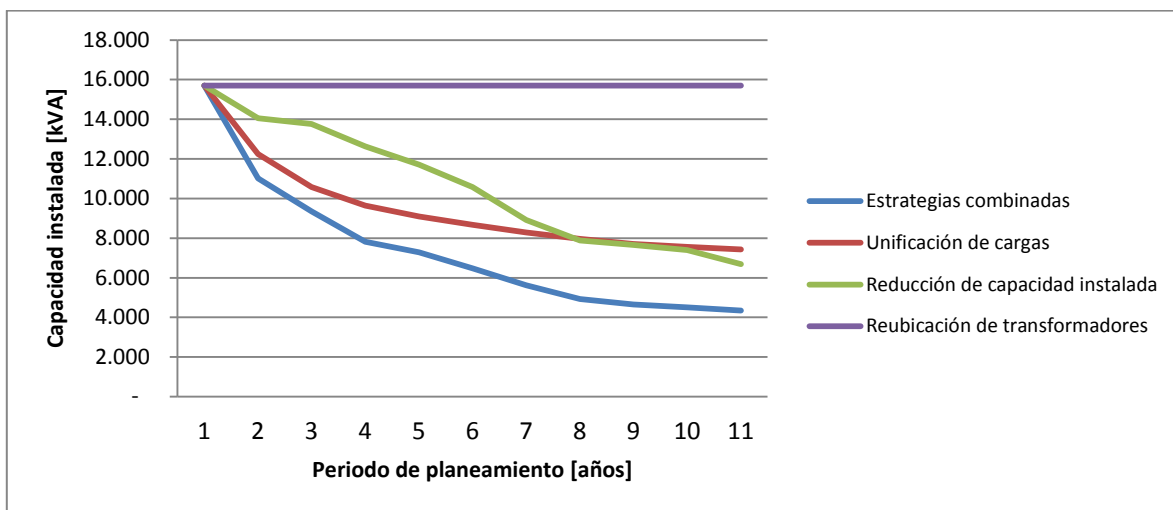


Figura 22. Comparación de la evolución de la capacidad instalada.

Finalmente, llevar el sistema de distribución a operar bajo estas condiciones trae otros beneficios a parte de la reducción de compra de energía por la disminución de las pérdidas, tales como:

- Disminución de la energía no servida por tener menos puntos de falla en la red.
- Disminución en los costos de mantenimiento.
- Disminución en los costos por reposición de equipos.

## 6. Conclusiones y trabajos futuros

### 6.1. Conclusiones

- A pesar de que la reducción de pérdidas en transformadores de distribución es superior al 30%, esto no se ve reflejado en las pérdidas de la red de media tensión, esto se debe a que las pérdidas en transformación solo representan el 5,79% de la energía total que fluye por las líneas, lo que indica que al hacer esta reducción, el flujo de carga en nivel de tensión 2 no variará de forma significativa, por lo que las pérdidas en estas redes serán prácticamente constantes.
- La técnica de reducción de capacidad instalada presenta mejores beneficios entre más bajos sean los factores de utilización del sistema al cual se está aplicando, ya que permitirá la instalación de transformación de distribución de bajas potencias, los cuales tienen un menor costo en el mercado y sus pérdidas nominales en el hierro y en el cobre son menores, lo que implica tener una reducción de pérdidas alta a un bajo costo.
- La técnica de unificación de cargas presenta buen desempeño cuando los transformadores están cercanos entre sí, ya que permite el uso de conductores más cortos y de menor calibre, con lo cual se logra tener un bajo incremento de las pérdidas por inserción de nuevas redes y una adecuada regulación de tensión en los puntos de carga con un bajo costo en materiales.
- Dado que la técnica de reubicación de transformadores impacta solo las pérdidas en el cobre, no es recomendable usarla cuando el sistema al cual se pretenda aplicar tenga un factor de utilización bajo, ya que esta condición hace que la mayor parte de las pérdidas sean en el hierro, lo que deja un margen de reducción muy bajo, haciendo poco significativos los beneficios obtenidos.
- A pesar de que las técnicas de unificación de cargas y de reducción de capacidad instalada tienen unos costos elevados, sus beneficios son tan significativos que están en la capacidad de retornar la inversión realizada mucho antes de terminar el periodo de planeación proyectado, lo cual indica que los nuevos activos eléctricos instalados (conductores trenzados y transformadores de distribución) durante su vida útil regulatoria.
- El algoritmo no garantiza el óptimo global del sistema ya que las estrategias no se aplican de forma simultánea sino de forma secuencial, sin embargo, el resultado

obtenido es de muy buena calidad porque en cada etapa se garantiza la solución óptima debido a que los tres modelos se tratan como problemas de minimización que son resueltos a través de programación lineal entera.

- Individualmente, la estrategia de reubicación de transformadores fue la de mayor esfuerzo computacional ya que su componente combinatoria es muy alta respecto a la topología inicial, sin embargo, presenta tiempos de convergencia mucho mejores cuando se aplican las estrategias de forma secuencial, ya que al ser la última etapa, recibe un sistema más reducido proveniente de las etapas anteriores, lo que disminuye la cantidad de ecuaciones y variables en las mismas.
- Debido a la baja carga que presentan la mayoría de transformadores, el modelo para la estrategia de unificación viabiliza la instalación de conductores de enlace con longitudes muy largas, incluso superiores a 500 mts, lo que genera inversiones más altas en materiales (cables trenzados y perchas) y mano de obra, aun así, la solución continúa siendo óptima garantizando el cumplimiento de las restricciones operativas, sin embargo, si no se desea la instalación de conductores trenzados tan largos, se puede restringir el modelo para que haga inviables conexiones que superen una longitud de enlace determinada.

## **6.2. Trabajos futuros**

- En la actualidad los sistemas de distribución se caracterizan por atender demandas energéticas que tienen una componente considerable de energía reactiva, por lo tanto, es importante modificar la metodología de análisis de este algoritmo para que se ejecute en función de la potencia aparente del sistema bajo estudio.
- A pesar que los resultados obtenidos son de buena calidad, integrar los 3 modelos de optimización sería un importante logro ya que permitiría obtener el óptimo global de la combinación de dichas estrategias.
- Durante la ejecución de las simulaciones se pudo apreciar que las pérdidas en las redes de media tensión se mantenían casi constantes sin importar el nivel de reducción de pérdidas en transformación, por lo tanto, a este algoritmo se podría agregar una nueva etapa que se encargue de implementar una serie de acciones operativos como cambio de configuración, reconductorización o instalación de compensación capacitiva, que permitan reducir las pérdidas en este nivel de tensión.

# BIBLIOGRAFIA

- [1] C.C.B. Oliveira, N. Kagan, A. Meffe, S. Jonathan, S. Caparroz, J.L. Cavaretti. A new method for the computation of technical losses in electrical power distribution systems. June 2001. doi: 10.1049/cp:20010889.
- [2] R. V. Cruz, C. V. Quintero, F. Pérez. Detecting non-technical losses in radial distribution system transformation point through the real time state estimation method. Aug. 2006. doi: 10.1109/TDCLA.2006.311416
- [3] M. Granada, A. H. Escobar. Reducción de Pérdidas Por Etapas en Sistemas de Distribución. Universidad Tecnológica de Pereira. Septiembre de 2006.
- [4] A. Meffe, C.C.B. Oliveira. Technical loss calculation by distribution system segment with corrections from measurements. Jan. 2009. doi: 10.1049/cp.2009.0962
- [5] L. M. O. Queiroz and C. Lyra, "Adaptive Hybrid Genetic Algorithm for Technical Loss Reduction in Distribution Networks Under Variable Demands," in *IEEE Transactions on Power Systems*, vol. 24, no. 1, pp. 445-453, Feb. 2009. doi: 10.1109/TPWRS.2008.2009488.
- [6] A. C. Legorreta. Metodología para el análisis y reducción de pérdidas en redes de distribución de energía eléctrica. Tesis de Maestría, Instituto Tecnológico y de Estudios Superiores de Monterrey, Monterrey. 2009.
- [7] J. Romero Agüero, "Improving the efficiency of power distribution systems through technical and non-technical losses reduction," *PES T&D 2012*, Orlando, FL, 2012, pp. 1-8. doi: 10.1109/TDC.2012.6281652.
- [8] P. Ravi Babu, B. Sushma, Kumar B. Ashwin, "HVDS approach for reducing the technical and non-technical losses to enhance the electrical distribution system performance" *Dec. 2012*, doi: 10.1109/IICPE.2012.6450382.
- [9] A. Ghia, A. del Rosso. Reducción de pérdidas en sistema de transmisión y distribución. Área de Pensamiento Estratégico. Cámara Argentina de la Construcción. 2013.
- [10] Edison A.C. Aranha Neto, Jorge Coelho, Probabilistic methodology for Technical and Non-Technical Losses estimation in distribution system, *Electric Power Systems Research*, Volume 97, 2013, Pages 93-99, ISSN 0378-7796.



- [11] E. Suryani, R. A. Hendrawan, U. Salama, L. P. Dewi, Model simulation to reduce technical and non-technical losses of electricity distribution system. Jun 2015, doi: 10.1049/cp.2014.1076.
- [12] Manuel Madrigal, J. Jesus Rico, Leonardo Uzcategui, Estimation of technical energy losses in electrical distribution systems. Oct 2015, doi: 10.1109/TLA.2015.7387236.
- [13] M. Usman, M. Coppo, F. Bignucolo, R. Turri, Losses management strategies in active distribution networks: A review, *Electric Power Systems Research*, Volume 163, Part A, 2018, Pages 116-132, ISSN 0378-7796.
- [14] Noppatee Sabpayakom, Somporn Sirisumrannukul, Power Losses Reduction and Reliability Improvement in Distribution System with Very Small Power Producers, *Energy Procedia*, Volume 100, 2016, Pages 388-395, ISSN 1876-6102.
- [15] Raul V.A. Monteiro, Geraldo C. Guimarães, Fernando Bento Silva, Raoni F. da Silva Teixeira, Bismarck C. Carvalho, Antônio de P. Finazzi, Arnulfo B. de Vasconcellos, A medium-term analysis of the reduction in technical losses on distribution systems with variable demand using artificial neural networks: An Electrical Energy Storage approach, *Energy*, Volume 164, 2018, Pages 1216-1228, ISSN 0360-5442.
- [16] Norma técnica colombiana NTC 818 de 1995.
- [17] Norma técnica colombiana NTC 819 de 1995.